



Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón

25 de septiembre de 2018

AGENDA

1. Objetivos del Estudio

2. Metodología y Bases del Estudio

3. Escenarios de Expansión de la Oferta

4. Operación y Desarrollo del SEN 2020 - 2040

5. Seguridad y Calidad de Servicio 2020 – 2035

6. Conclusiones

Consideraciones del Estudio

Este Estudio corresponde al primer ejercicio realizado por el Coordinador, con un horizonte de 20 años, referente a los ámbitos de impacto en la operación y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) del retiro progresivo de centrales termoeléctricas a carbón.

En este sentido, el estudio es de carácter prospectivo y por lo tanto sus conclusiones son preliminares, toda vez que ellas dependen de los escenarios futuros que se prevén puedan darse en el horizonte de estudio y contienen su correspondiente componente de incertidumbre.



Objetivos del Estudio

Alcance y Objetivos del Estudio

- Analizar el impacto sobre la operación y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mediano y largo plazo en un escenario con el retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón.
- Identificar los impactos sobre la seguridad y calidad de servicio derivados de la operación del SEN ante el retiro de las centrales a carbón.
- Releva conclusiones en relación con los principales hallazgos derivados del presente estudio a nivel de planificación.

Cronograma del trabajo realizado

		Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	
Etapa 1: Optimización de Inversiones	Definición y creación de Escenarios, construcción bases de datos para optimización de largo plazo								
	Modelo LT1: Optimización inversiones Gx uninodal con Rx Corto plazo distintos escenarios + Correcciones Rx control frecuencia								
	Modelo LT2: Optimización multinodal Gx-Tx para distintos escenarios.								
Etapa 2: Gestión de embalses	Modelo MT: Actualizaciones base PLP con escenarios descarbonización para construcción función de costo futuro (FCF). Pruebas distintas estrategias construcción FCF								
Etapa 3: Optimización operación horaria	Modelo ST: Construcción base horaria para simulación de la operación semanal + Restricciones control frecuencia + Funciones costo futuro embalses (PLP) + Pruebas implementación								
	Realización simulaciones e interacción de la operación mediano (PLP) y corto plazo (Plexos) en años futuros con descarbonización (2025, 2030 y 2035). Horizontes 3 años								
	Realización simulaciones de la operación horaria para semanas futuras, distintos escenarios de descarbonización e hidrologías (Plexos).								
Etapa 4: Estudios eléctricos	Modelo EE: Construcción bases DigSilent de largo plazo para estudios eléctricos dinámicos y pruebas dinámicas con base de datos								
	Estudios de estabilidad dinámica de frecuencia y tensión para Severidad 4 y 5.								
Informes	Informe Preliminar								



Centrales a Carbón Existentes

- 27 centrales a carbón con 5.154 MW en operación.
- 1 central en construcción con 375 MW.
- En 2017 la operación del SEN incluyó un 37% de generación en base a centrales a carbón.
- En enero–julio de 2018 la operación del SEN se ha realizado con un 40% en base a carbón.

Iquique 158 MW

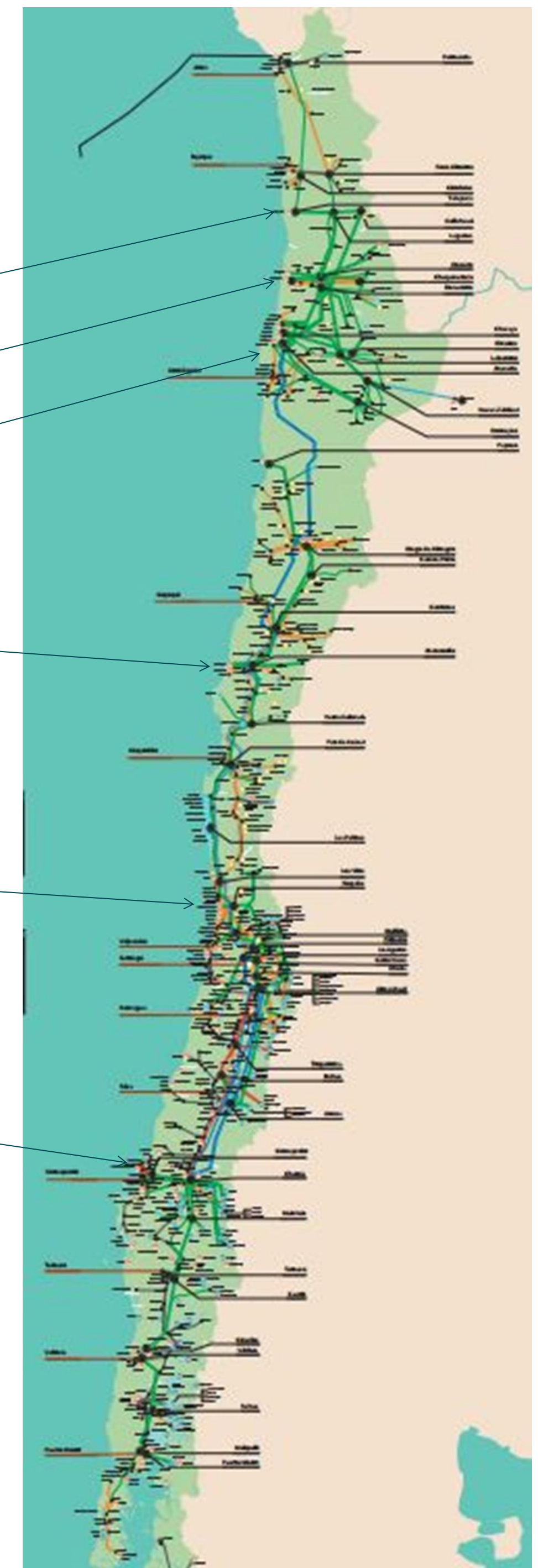
Tocopilla 718 MW

Mejillones 1.796 MW

Huasco 760 MW

Puchuncaví 872 MW

Coronel 850 MW



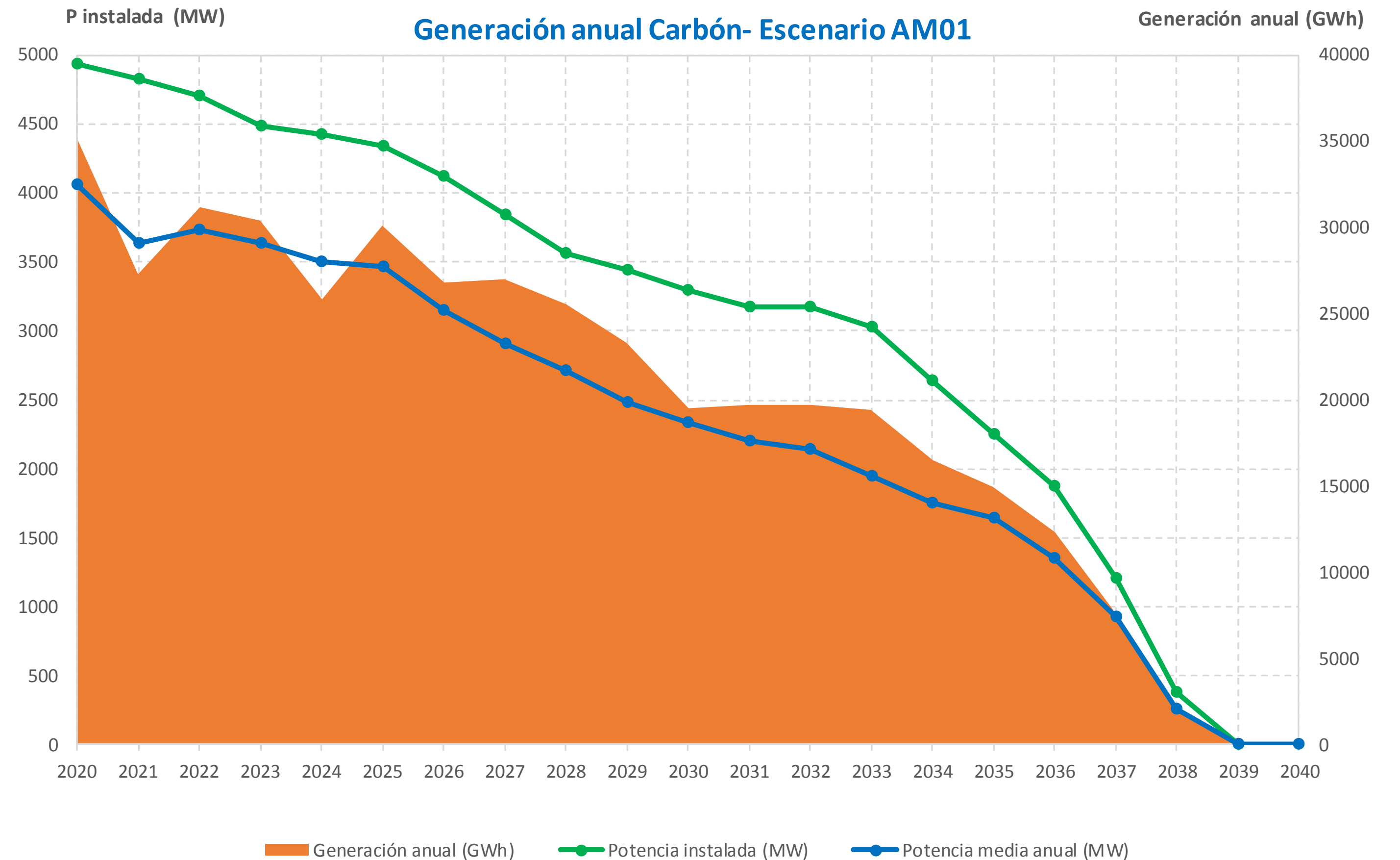


Metodología y Bases del Estudio

Escenario de descarbonización

Escenario A1

- Comienzo de descarbonización año 2021
- Descarbonización progresiva considerando vida útil técnica y/o económica
- Se realizaron 5 sensibilidades sobre este escenario: A2 – A6



Sensibilidades al Escenario A1 de descarbonización

Con el fin de sensibilizar las proyecciones futuras asociadas a costos de inversión, costos de operación de combustibles fósiles y limitación/oposición social a proyectos de inversión en generación, se crearon escenarios adicionales de proyecciones para la condición de descarbonización base (Escenario A1)

	A2	A3	A4	A5	A6
Costos de Inversión CSP	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
Costos de Inversión Bombeo y Baterías	Ref	Ref	Bajo	Ref	Ref
Costo de combustible GNL	Ref	Alto	Alto	Ref	Ref
Limitación Inversión por oposición bombeo, geotérmico, hidropasada	Ref	Ref	Ref	Limitado	Limitado
Costos de Inversión Baterías y ERV	Ref	Ref	Ref	Ref	Bajo

Ref: Valores referenciales PELP
ERV: Energía Renovable Variable

ETAPA I – Modelo LT1 – Software Plexos

Optimización conjunta inversiones generación-transmisión.
Red de transmisión reducida, sin restricciones operativas.

ETAPA II – Modelo LT2 – Software Plexos

Optimización inversiones en generación con restricciones operativas para control de frecuencia. Modelo uninodal

ETAPA III – Modelo MT – Software PLP

Optimización de la operación para gestión óptima de embalses. Modelo multinodal, 57 hidrologías, sin restricciones operativas

ETAPA IV – Modelo ST - Software Plexos

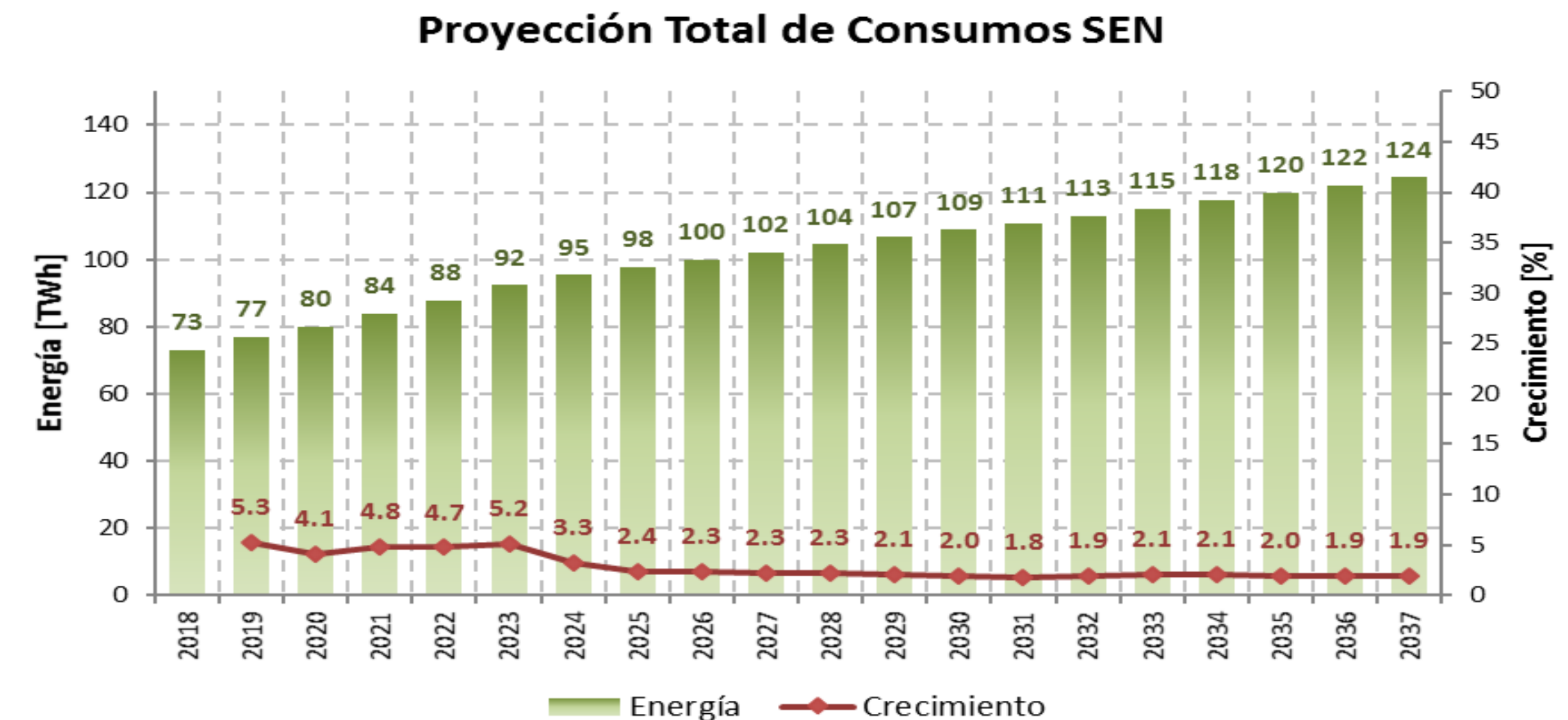
Optimización de la operación horaria futura. Horizontes semanal, mensual, multi-anual
Modelo multinodal horario, 12 hidrologías, con restricciones operativas

ETAPA V – Modelo EE – Software DigSilent

Estudios eléctricos. Análisis de estabilidad en frecuencia y tensión, contingencias severidad 4 y 5.

Bases de Estudio

- Previsión de demanda
 - La utilizada en la recomendación anual de expansión de la transmisión 2018 (enero/mayo)
 - No se consideró generación distribuida.
- Precios de combustibles
 - Los utilizados en la recomendación anual de expansión de la transmisión 2018 (enero/mayo)
- Modelación del SEN
 - Centrales generadoras existentes y en desarrollo.
 - Sistema de transmisión con diverso nivel de detalle dependiente del modelo ejecutado (LT, MT, ST, estudios eléctricos)
- Costo de desarrollo de tecnologías de generación/almacenamiento
 - Se utilizaron los definidos en el informe definitivo de la Planificación Energética de Largo Plazo vigente (PELP)



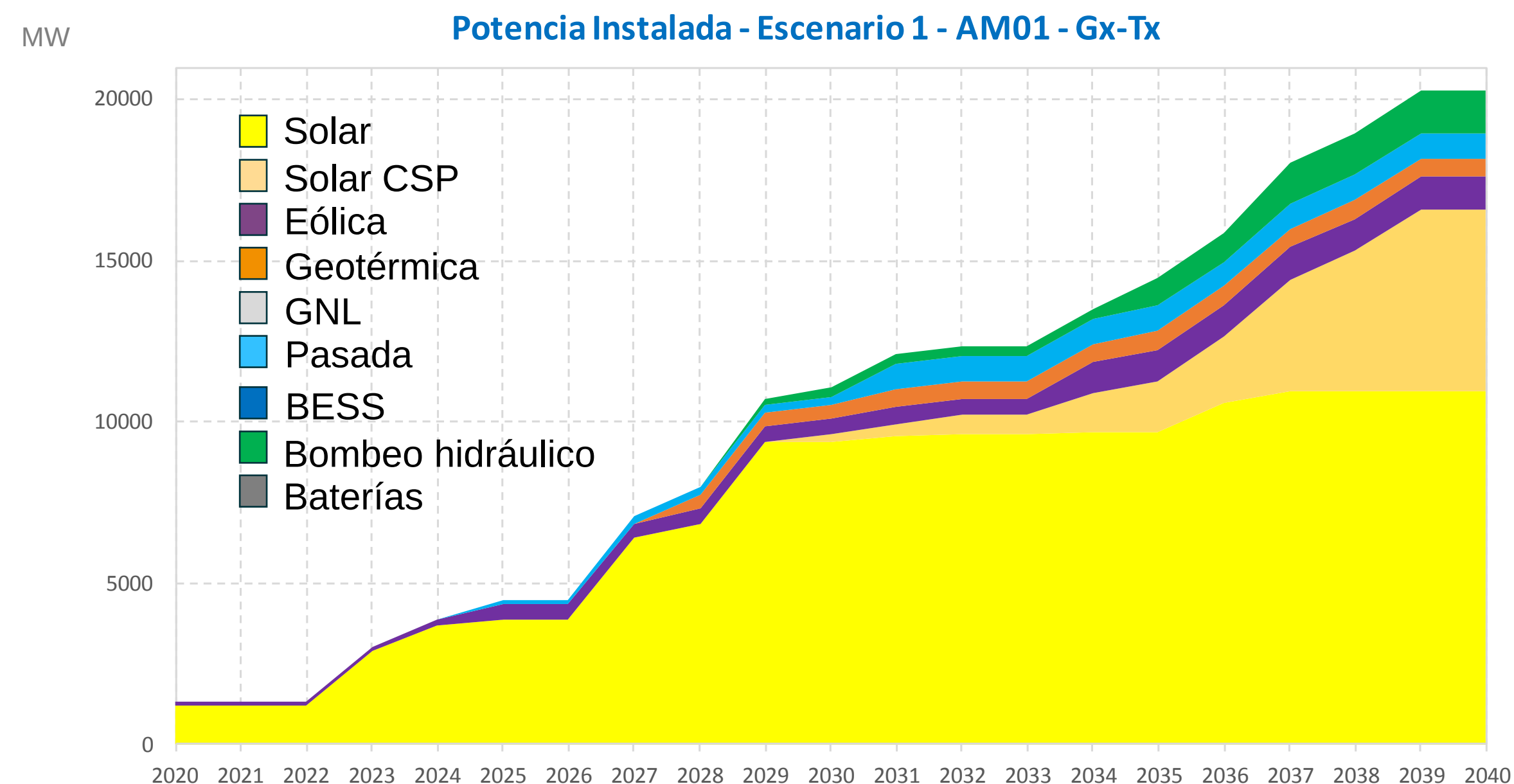


Escenarios de Expansión de la Oferta

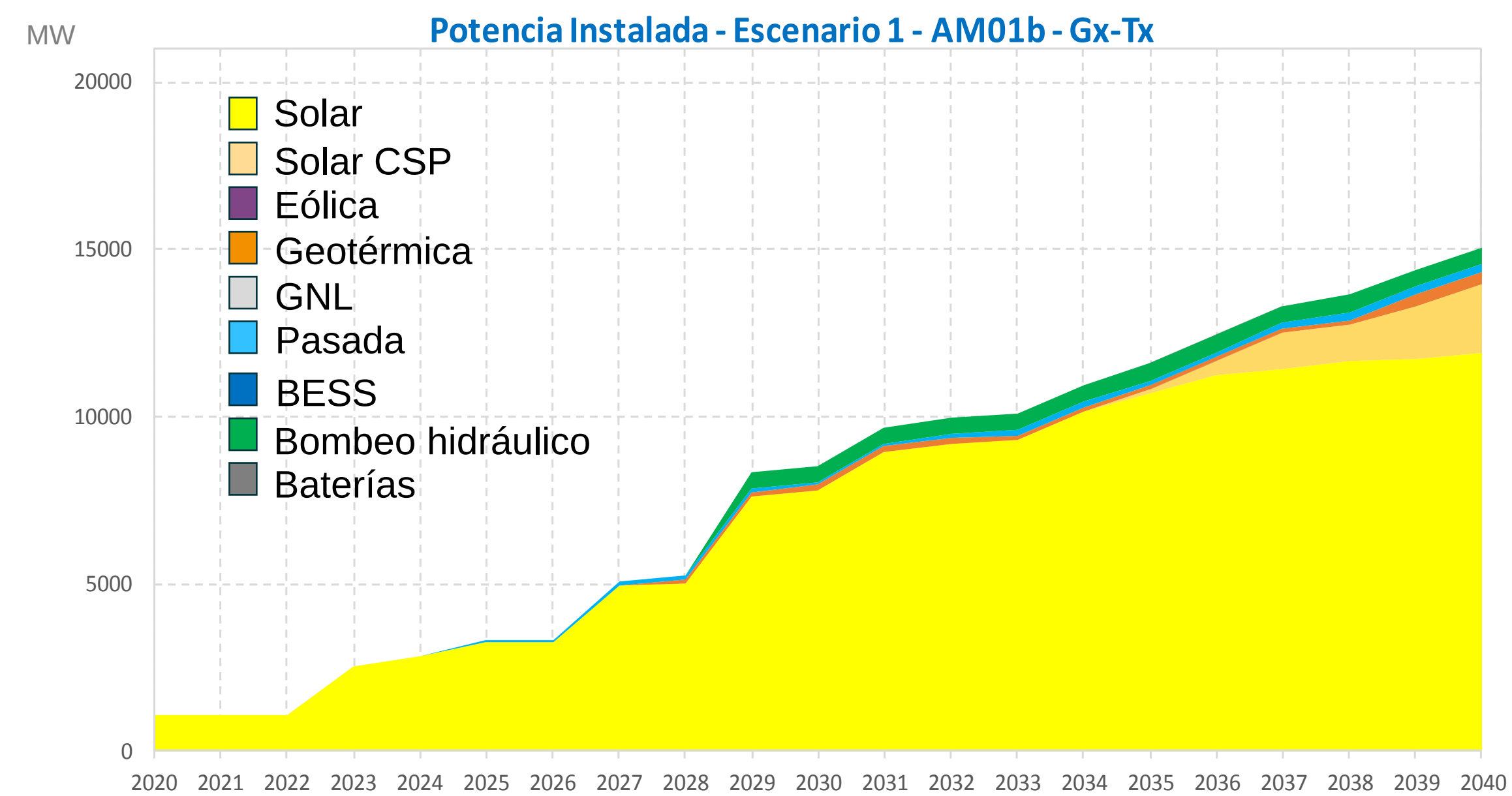
Nueva Capacidad Instalada [MW]

Escenario de descarbonización A1 (simulación de largo plazo)

Con Descarbonización



Sin Descarbonización

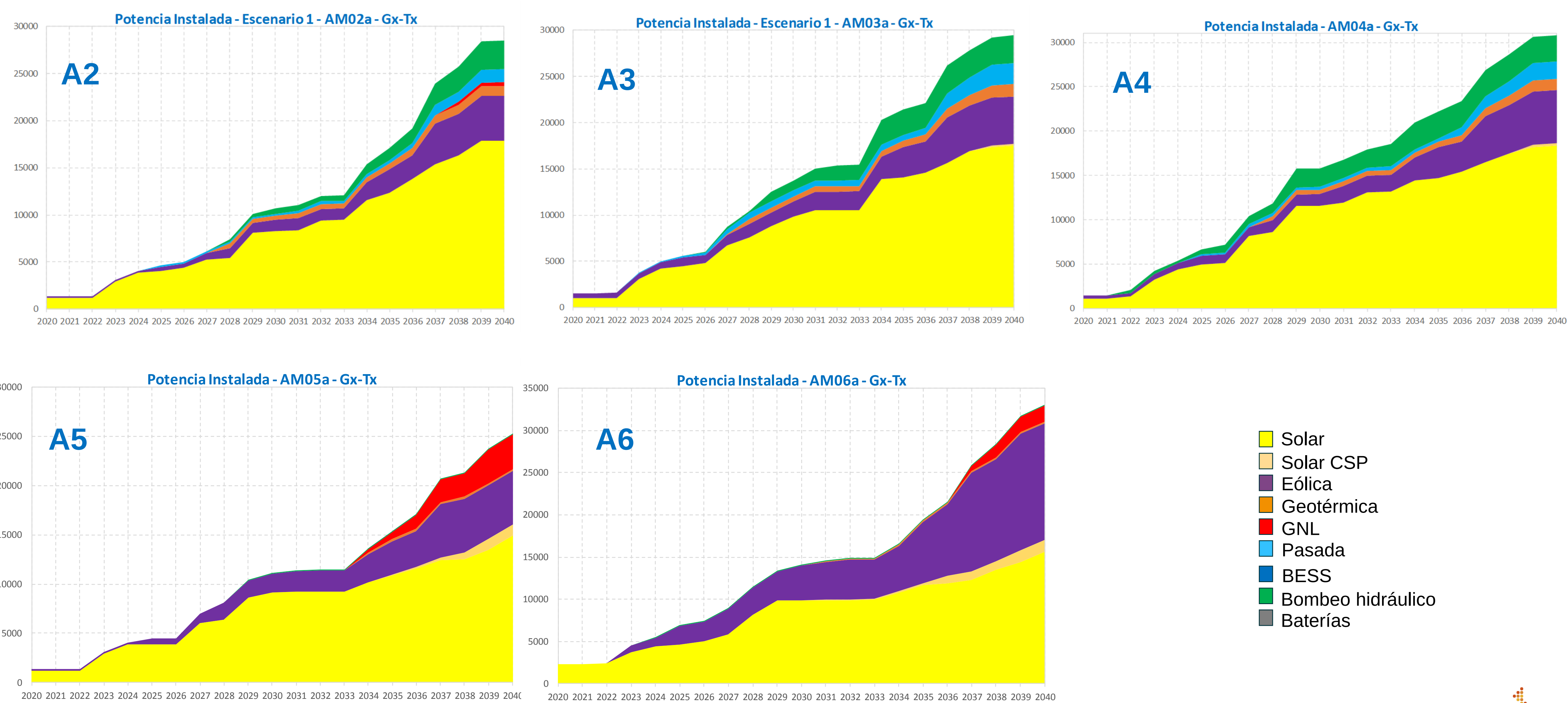


Reemplazo significativo por tecnologías CSP, eólico, geotérmico, hidropasada y bombeo hidráulico desde el año 2027 en adelante.

Al 2040 se requiere aproximadamente 5.000 MW de potencia instalada adicional.

Nueva Capacidad Instalada [MW]

Sensibilidades al escenario de descarbonización de A2 a A6 (simulación de largo plazo)

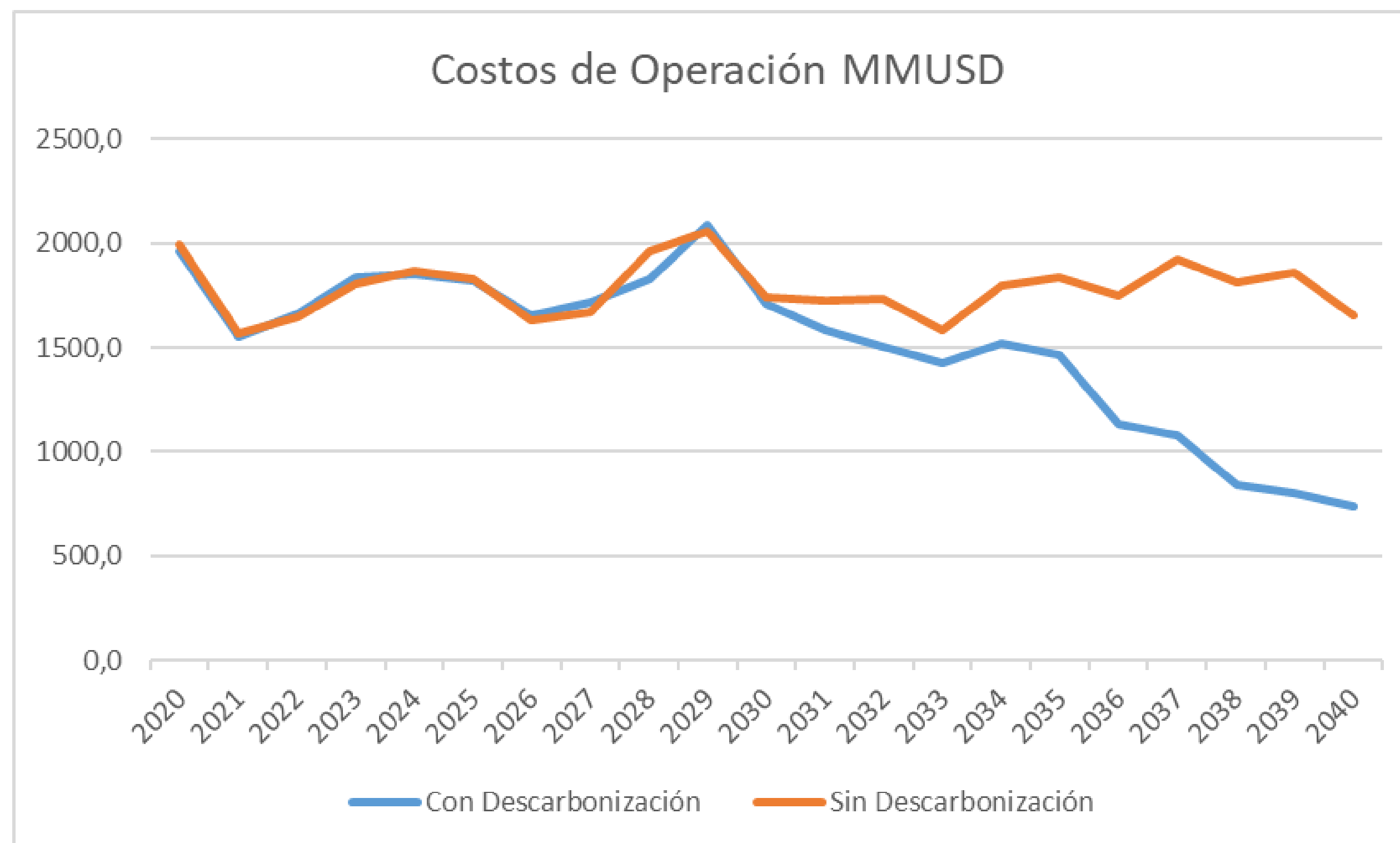




Operación y Desarrollo del SEN 2020 - 2040

COSTOS DE OPERACIÓN (MMUSD)

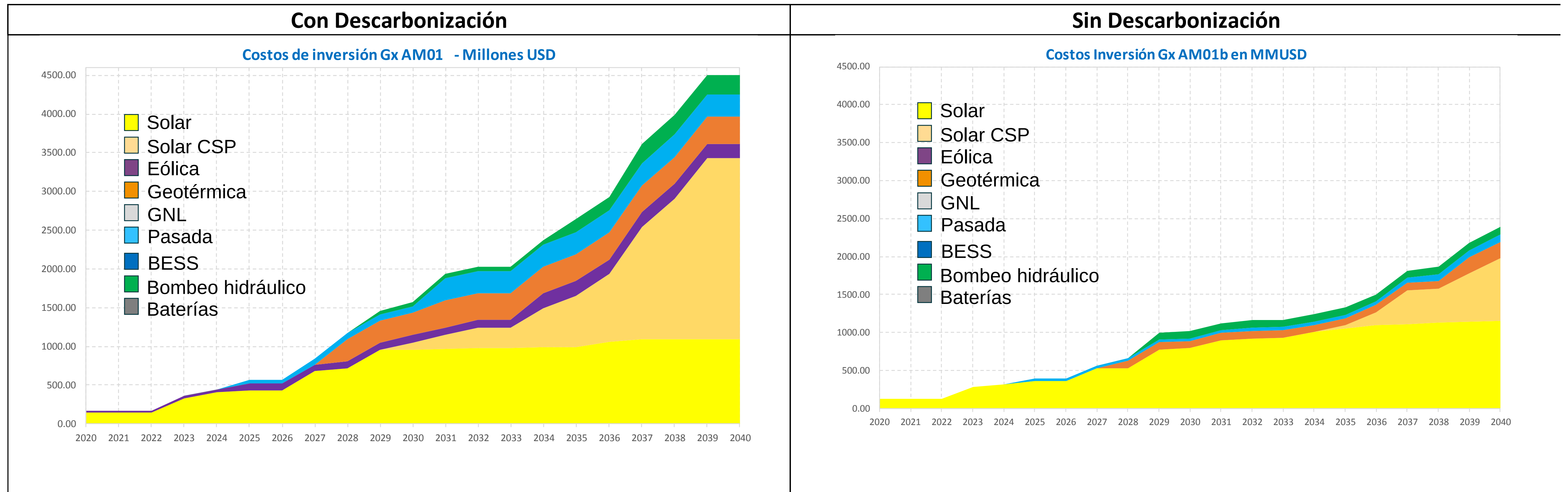
Escenario de descarbonización A1 (simulación de largo plazo)



Costos de operación disminuyen significativamente por retiro de infraestructura a carbón desde 2030 en adelante y reemplazo por fuentes de oferta renovable.

COSTOS DE INVERSIÓN (MMUSD)

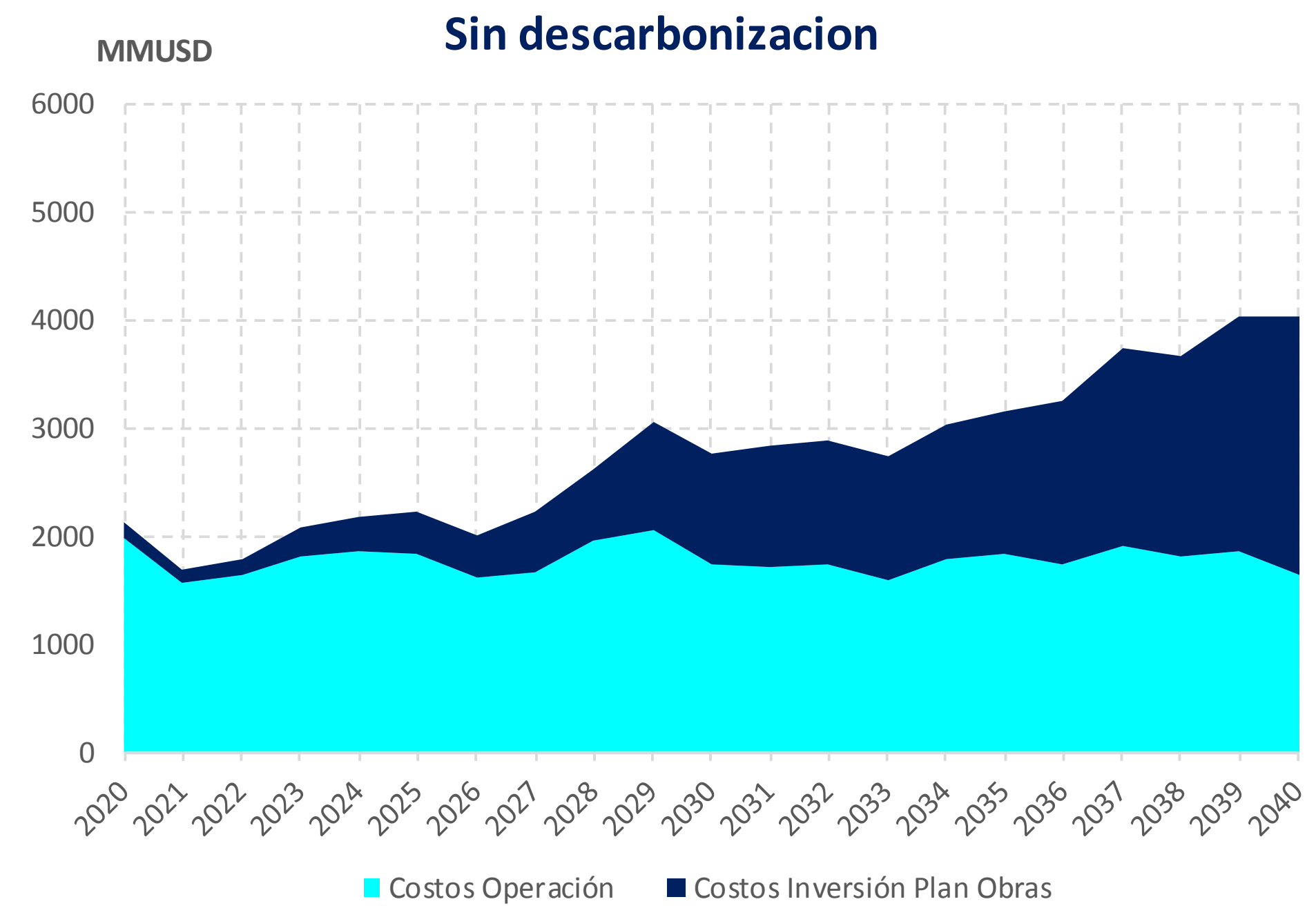
Escenario de descarbonización A1 (simulación de largo plazo)



Costos de inversión aumentan significativamente por retiro de infraestructura a carbón.
 Reemplazo desde 2024 básicamente por CSP, geotermia, hidropasada y bombeo hidráulico (este último más hacia el final de horizonte).
 A 2040 se retiran 5.200 MW de carbón. Aumento de demanda de punta de 8.300 MW aprox. y se adicionan 20.000 MW de nueva oferta.

COSTOS DE INVERSIÓN+OPERACIÓN (MMUSD)

Escenario de descarbonización A1 (simulación de largo plazo)



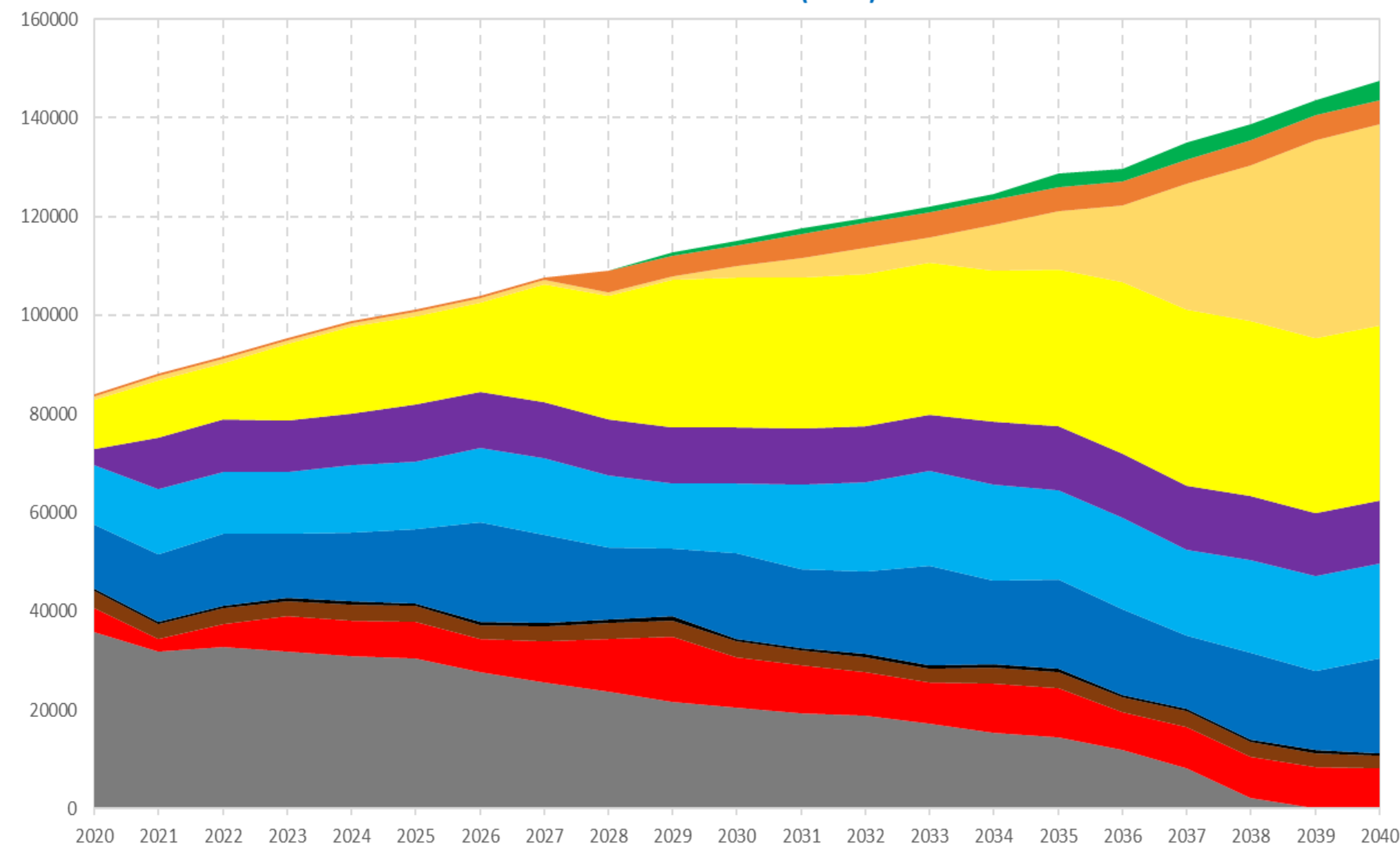
Con la entrada de oferta renovable los costos de operación disminuyen, pero los costos de inversión aumentan en mayor proporción (se considera anualidad de inversión)

GENERACIÓN ANUAL

Escenario de descarbonización A1 (simulación de largo plazo)

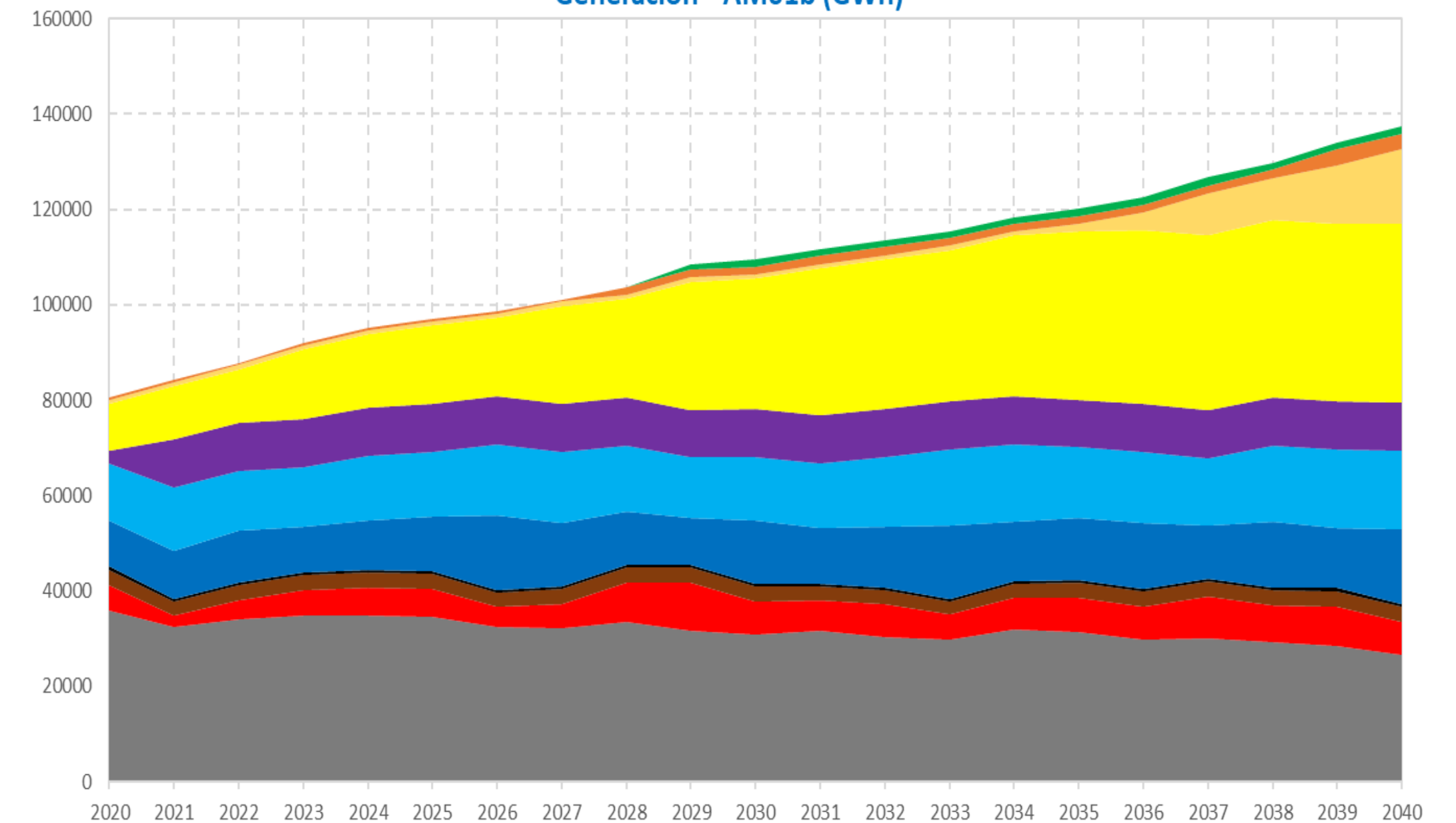
Con Descarbonización

Generación - AM01a (GWh)



Sin Descarbonización

Generación - AM01b (GWh)

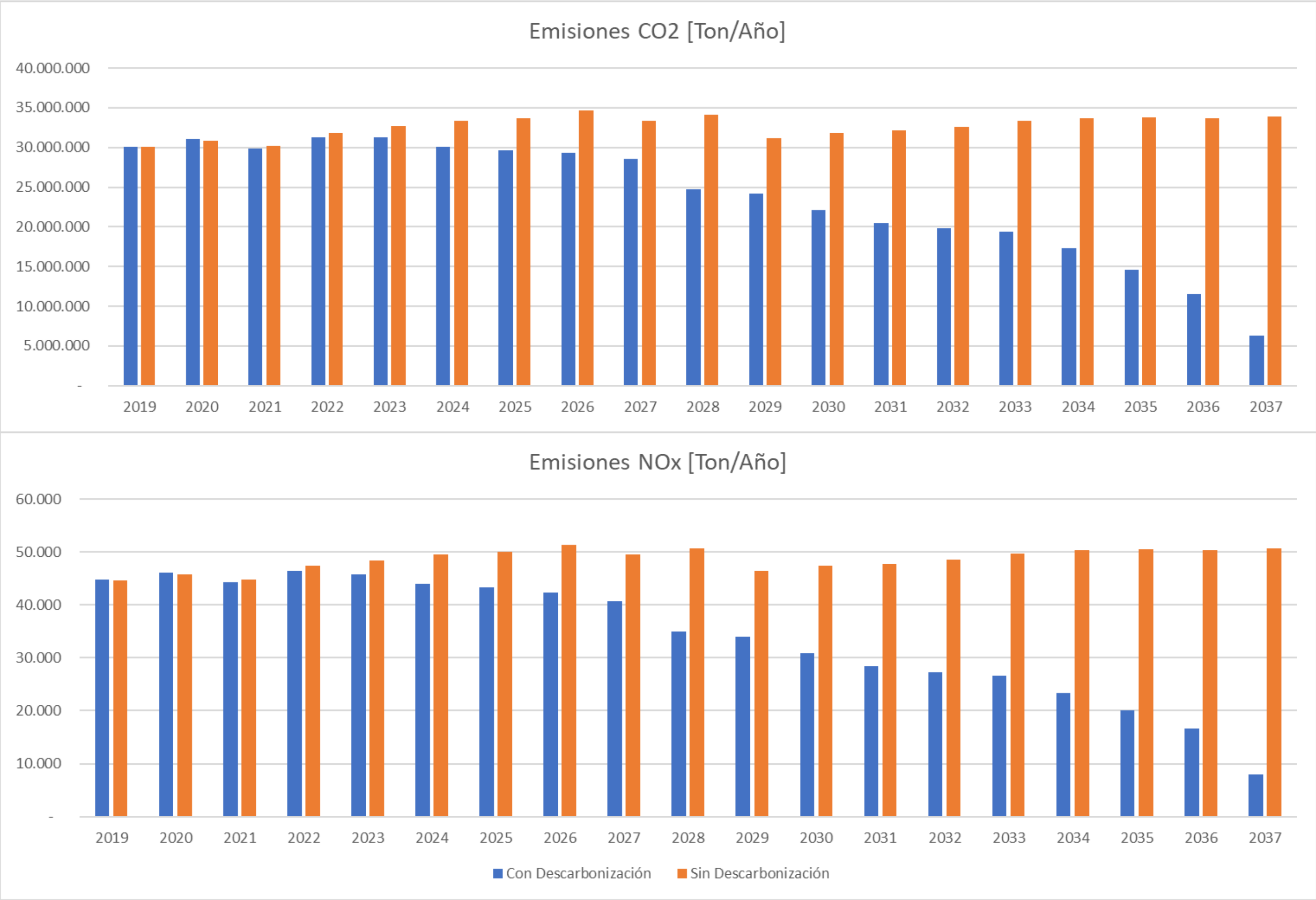


Se observa el reemplazo gradual de las generadoras a carbón por base CSP, geotermia y ERV principalmente.

Respecto de las centrales de bombeo, las gráficas no incluyen los retiros de energía para bombear agua.

EMISIONES ANUALES DE CO2 Y NOX

Escenario de descarbonización A1 (simulación de mediano plazo)

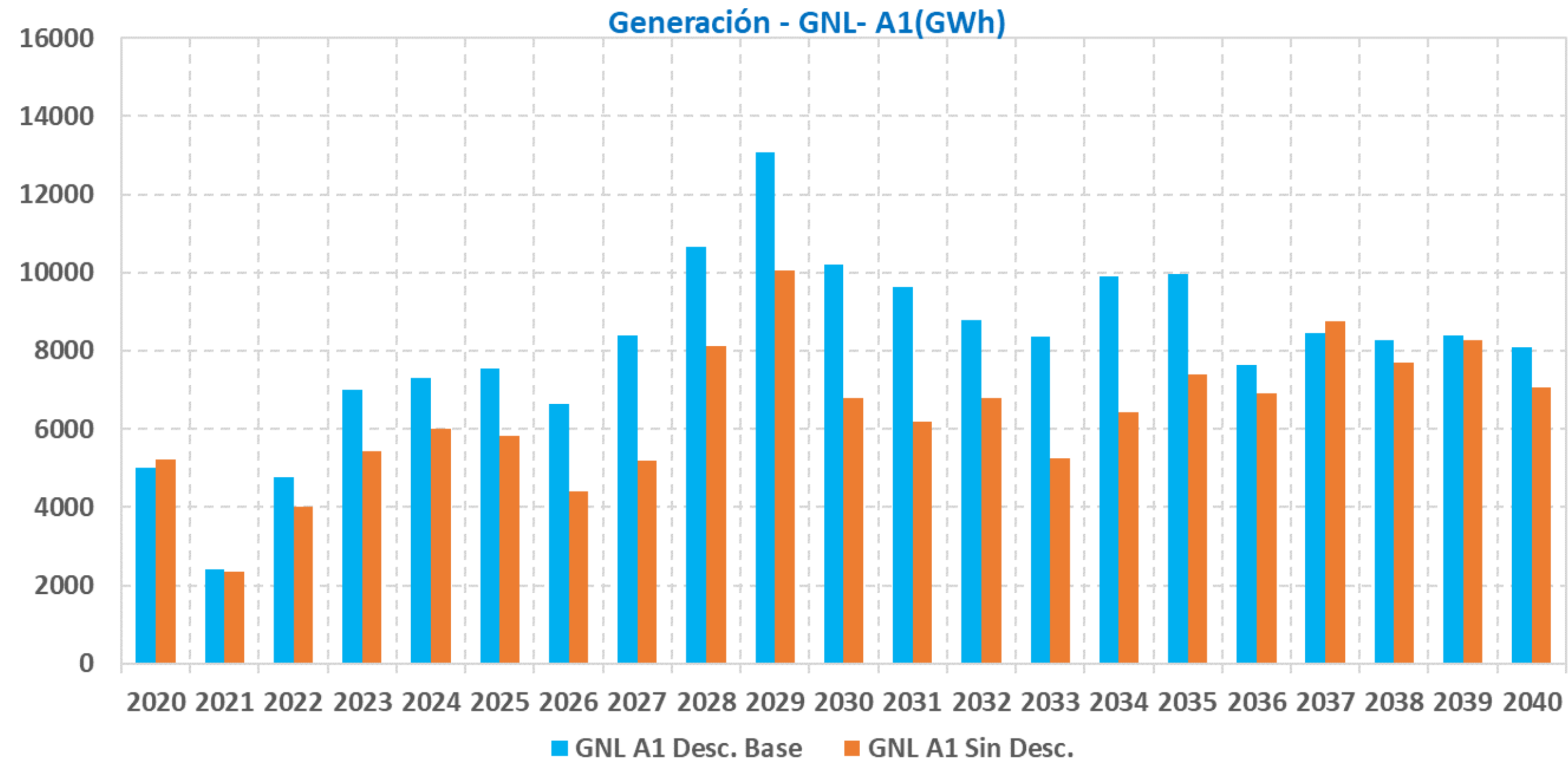


Se observa reducción importante desde 2023 en adelante.



GENERACIÓN DE GNL [GWh]

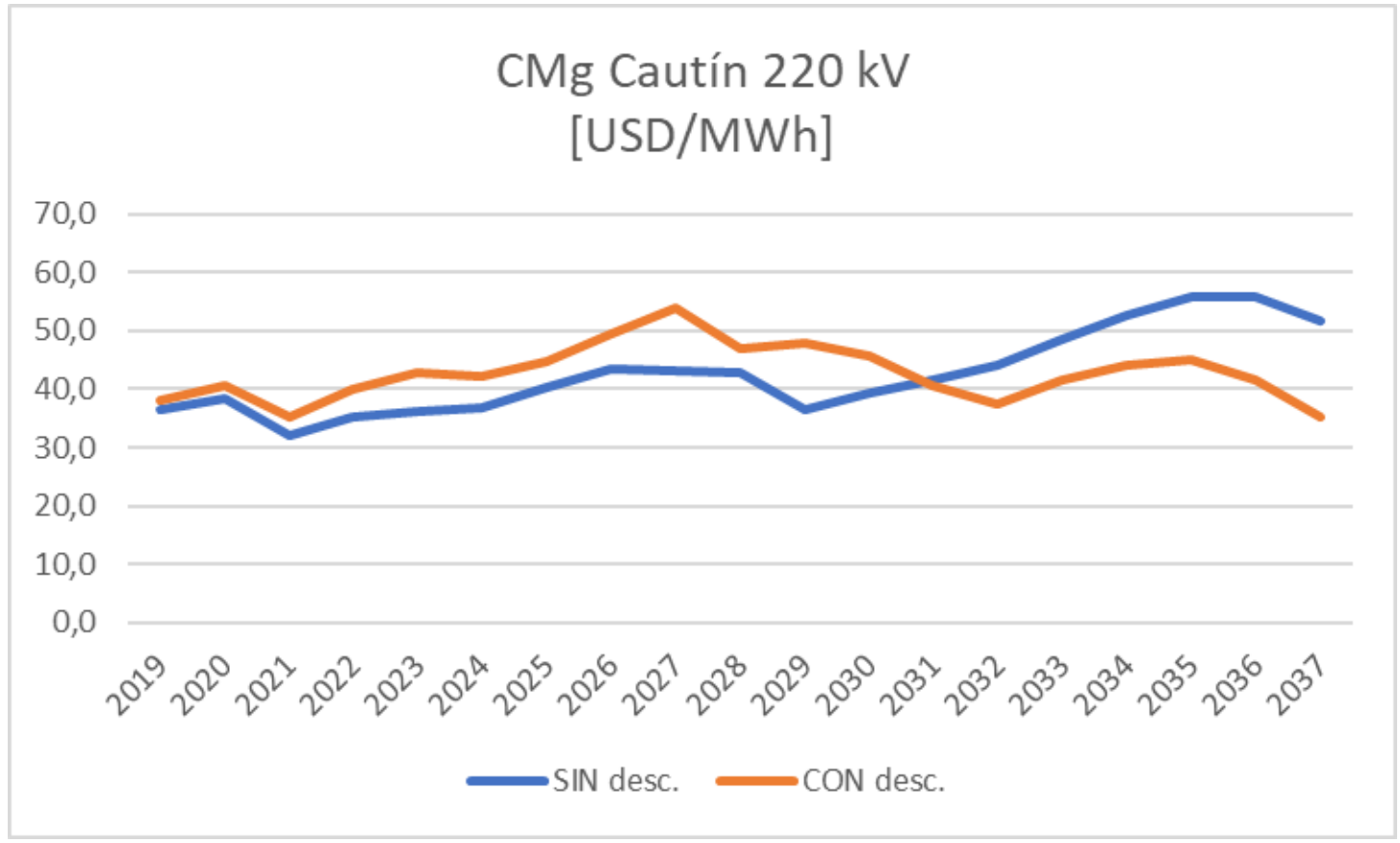
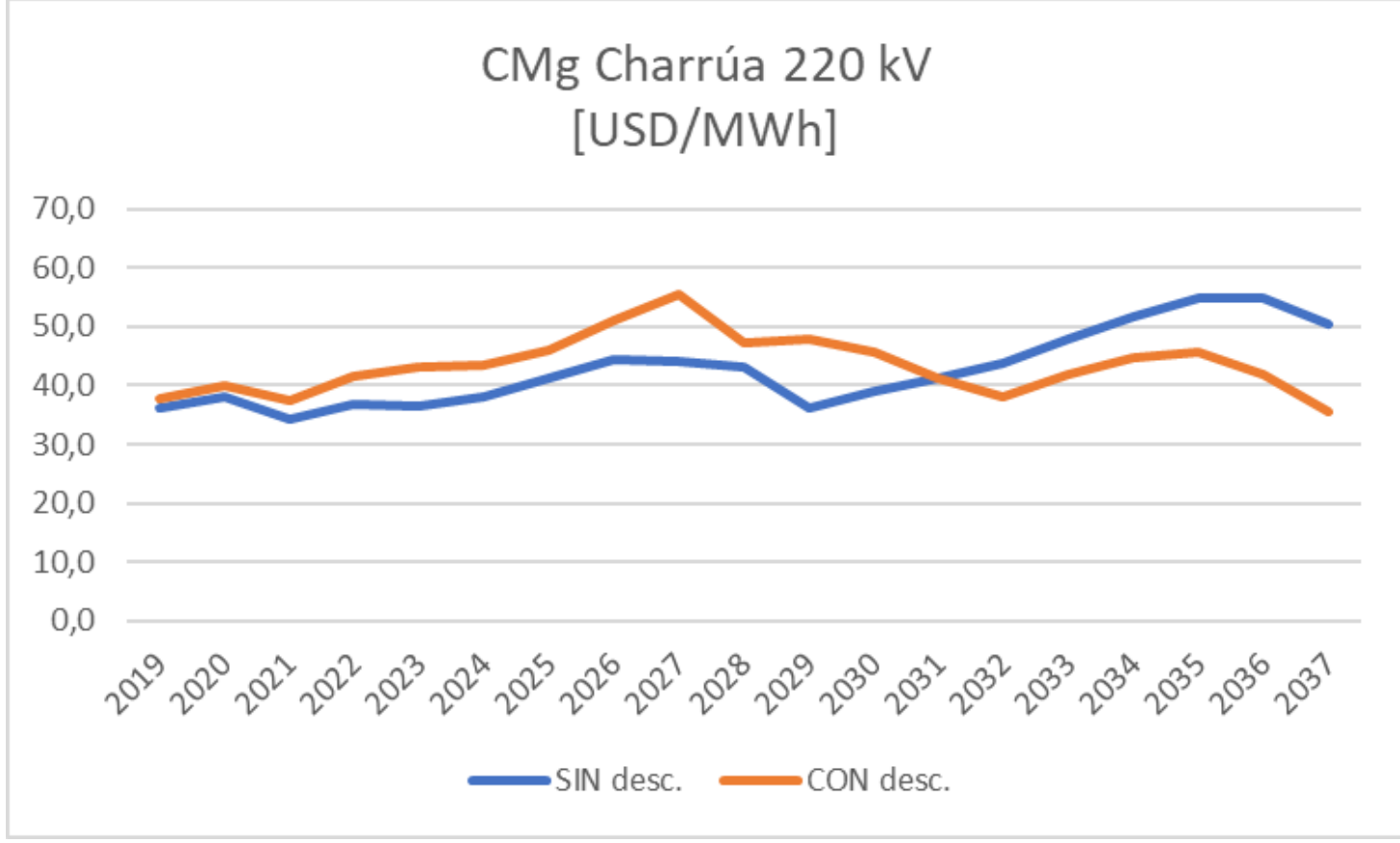
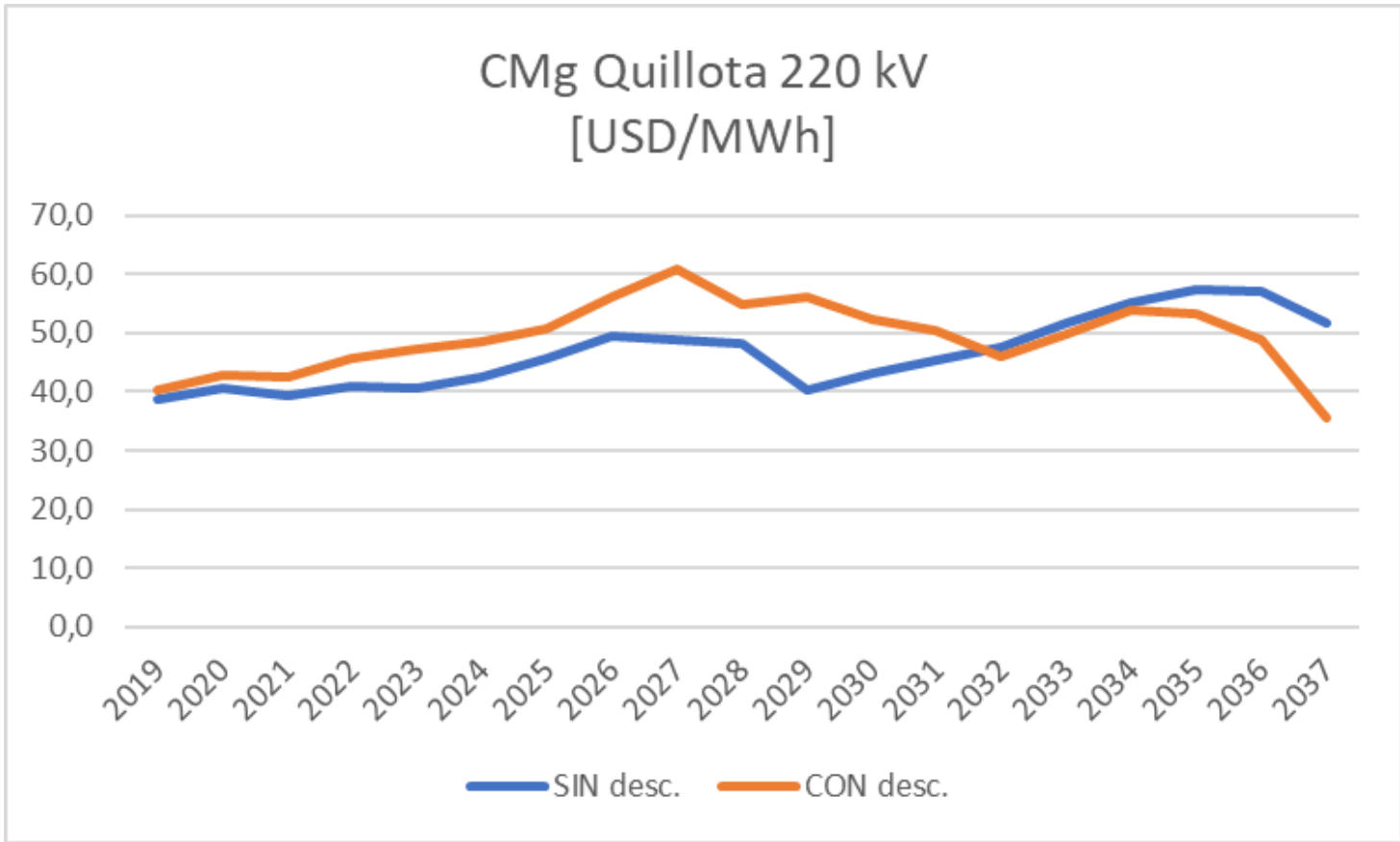
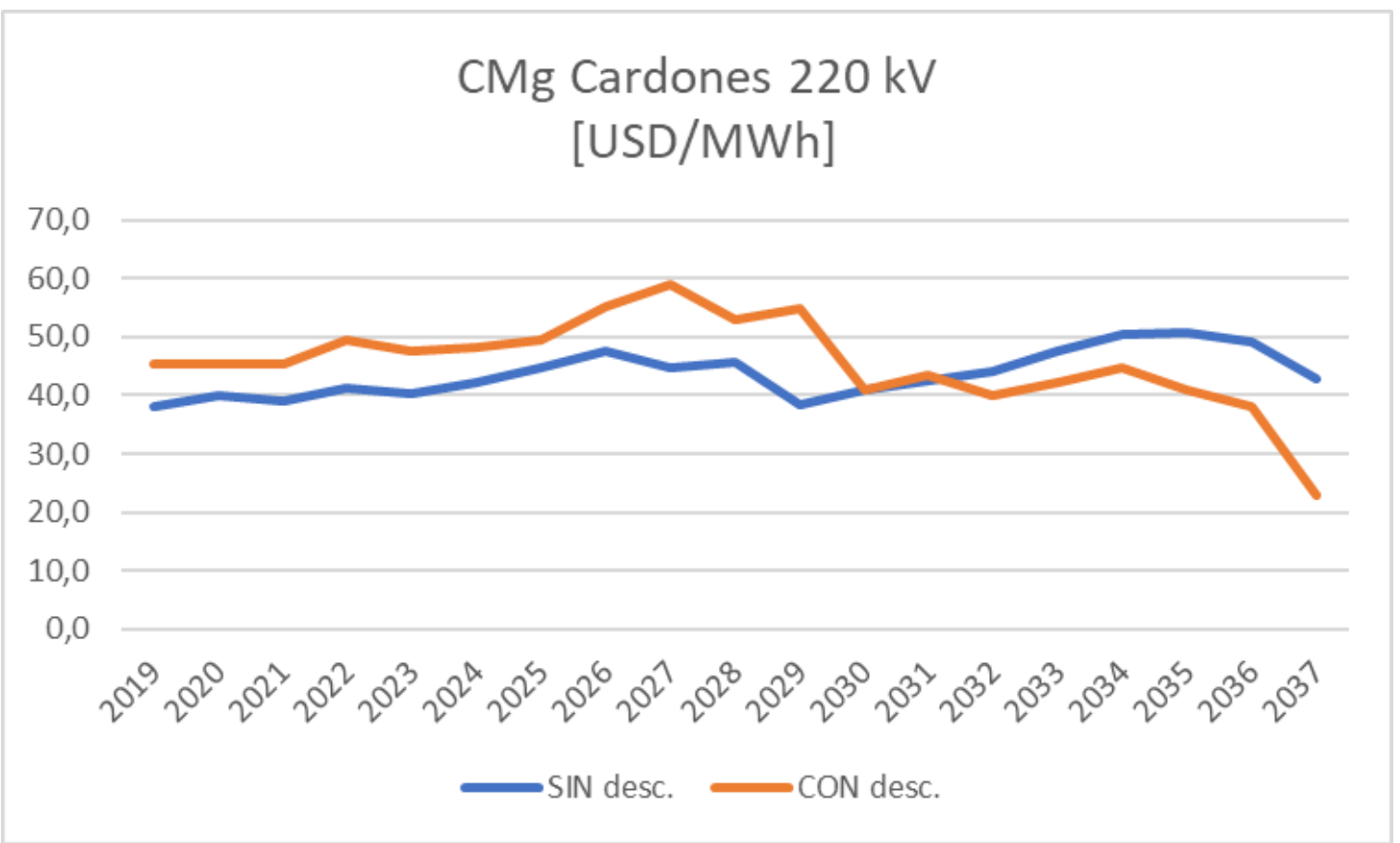
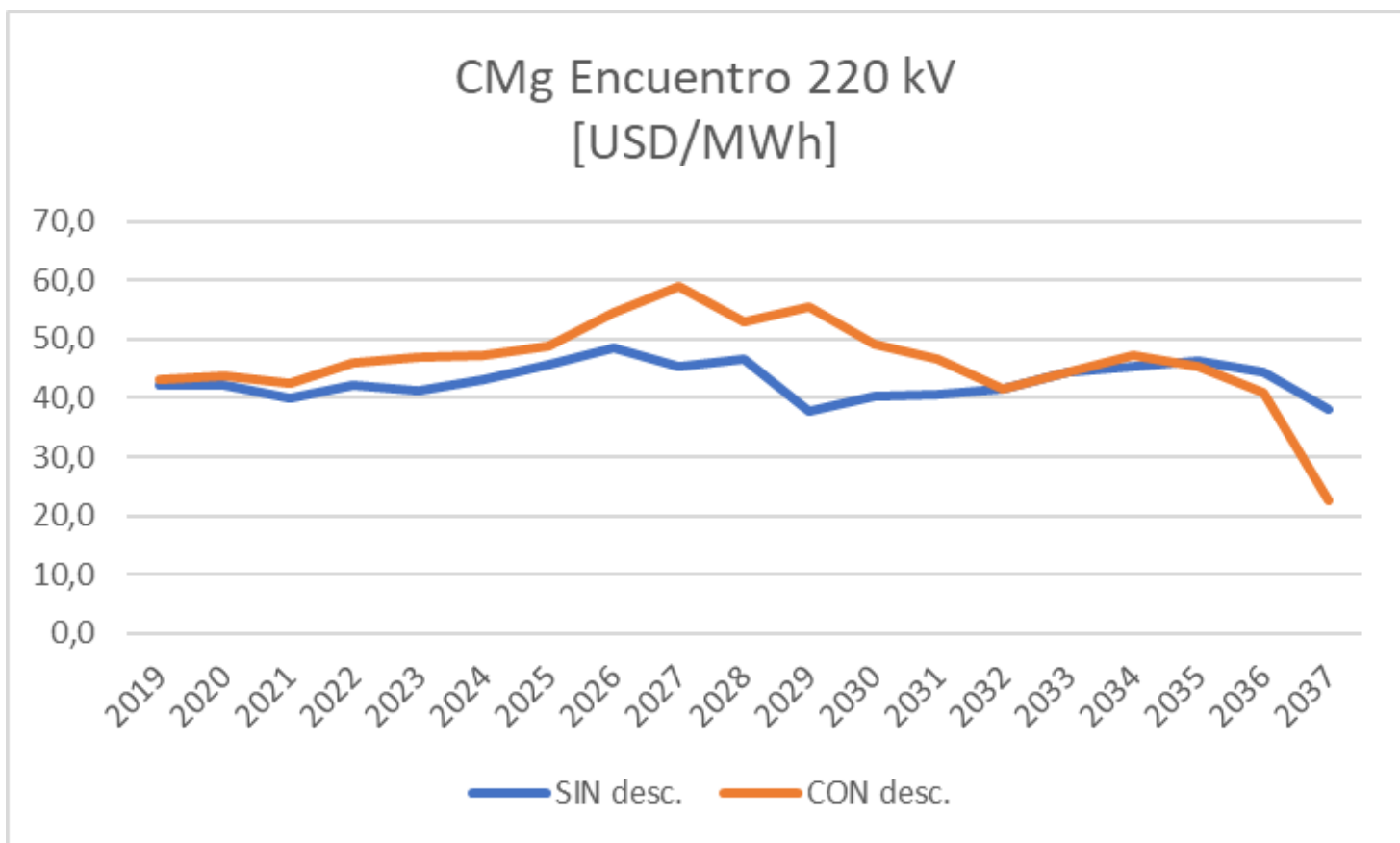
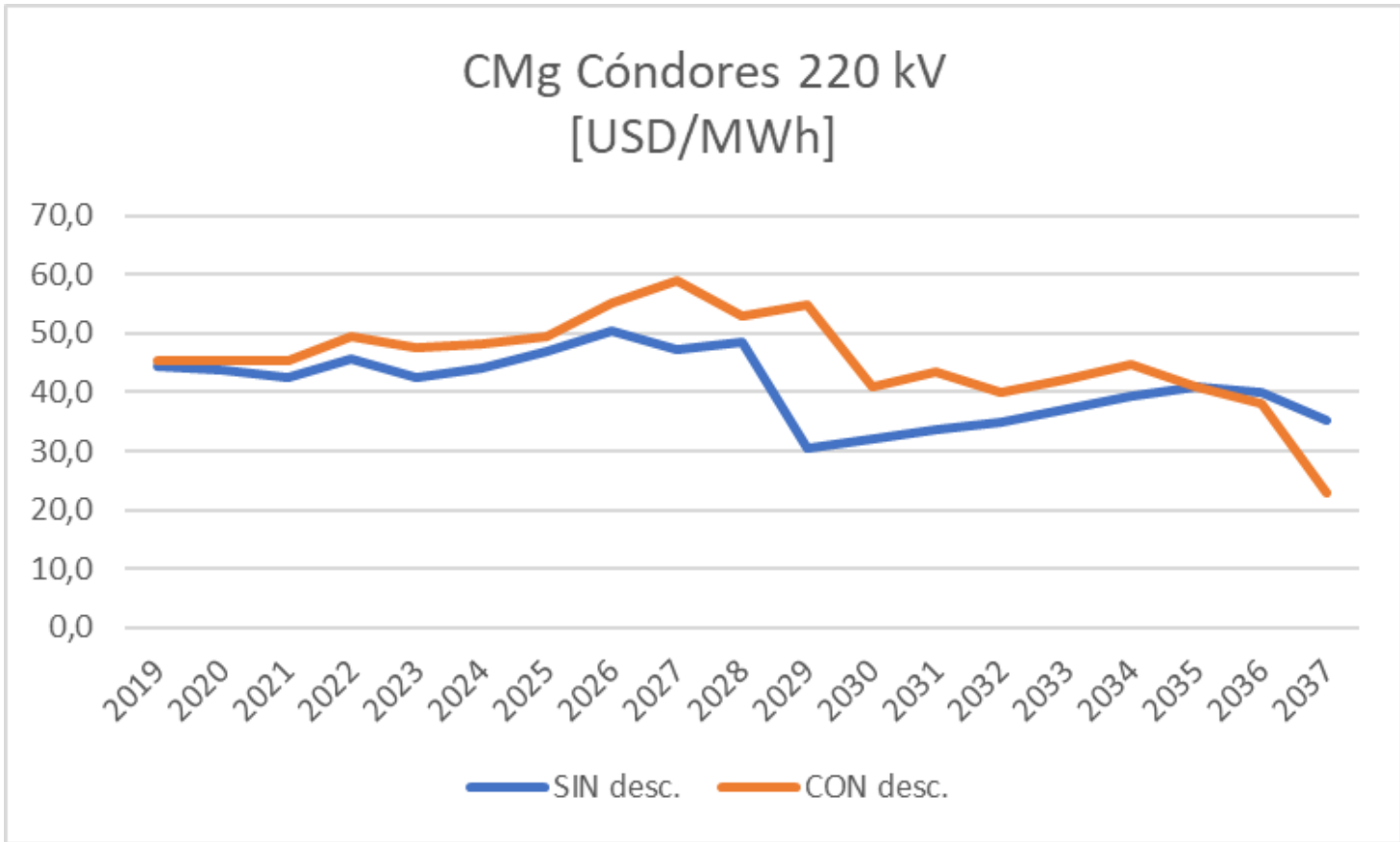
Escenario de descarbonización A1 (simulación de largo plazo)



Las centrales GNL presentan mayor operación con descarbonización, alcanzando su peak al año 2029 y luego reduciendo su operación debido al reemplazo por centrales de fuente renovable de base.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA

Escenario de descarbonización A1 (simulación de mediano plazo)

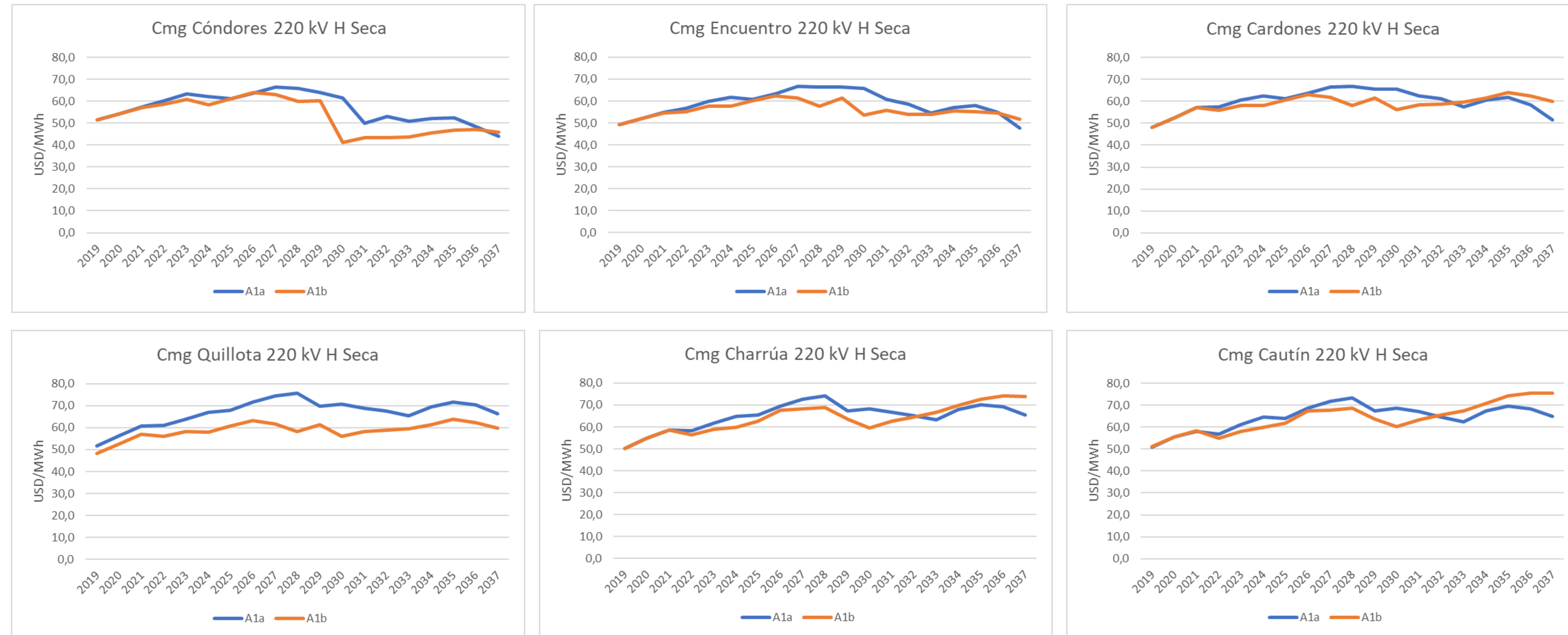


Los costos marginales promedio anual no difieren sustancialmente. Se observa una tendencia a la baja luego del 2030 para estos escenarios, dado el reemplazo de infraestructura de generación de carbón con centrales con costo variable inferior.

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA

Condiciones hidrológicas secas

Escenario de descarbonización A1 (simulación de mediano plazo)



Las gráficas muestran la evolución del costo marginal considerando el promedio de las 5 hidrologías más secas por cada año

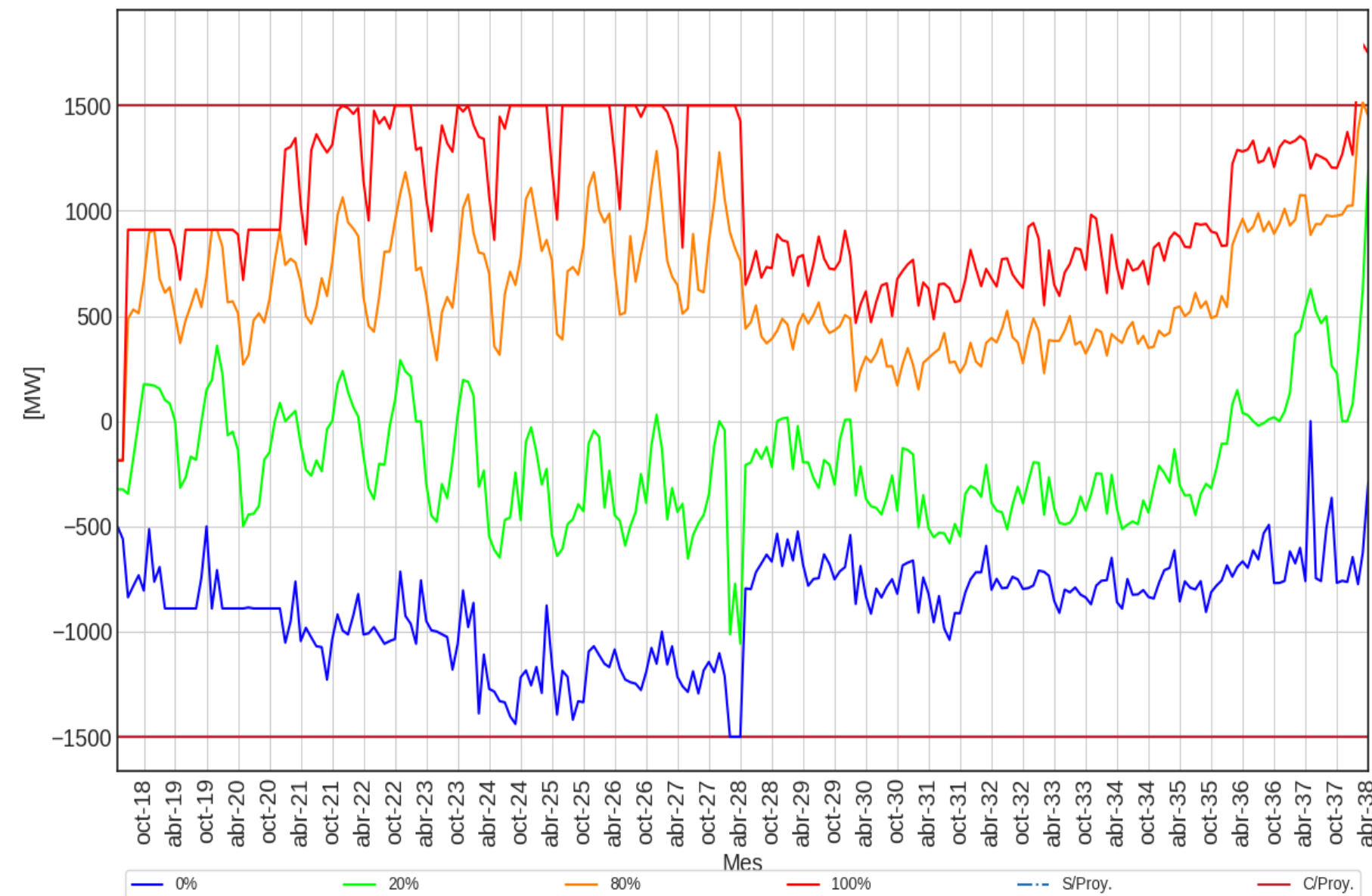


TRANSFERENCIAS ELÉCTRICAS

Cumbre – Los Chagos 500 kV

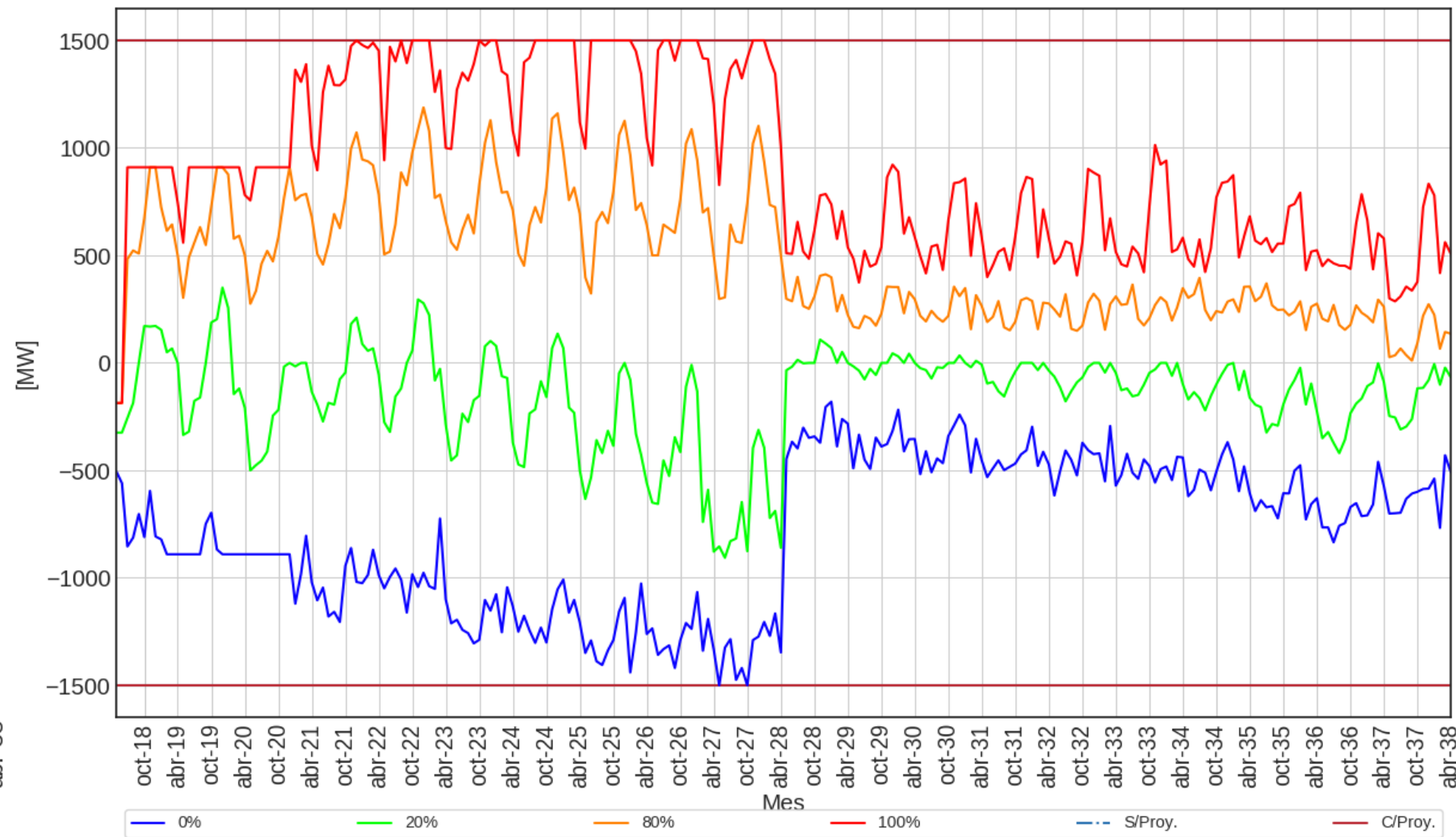
Escenario de descarbonización A1 (simulación de mediano plazo)

Con Descarbonización

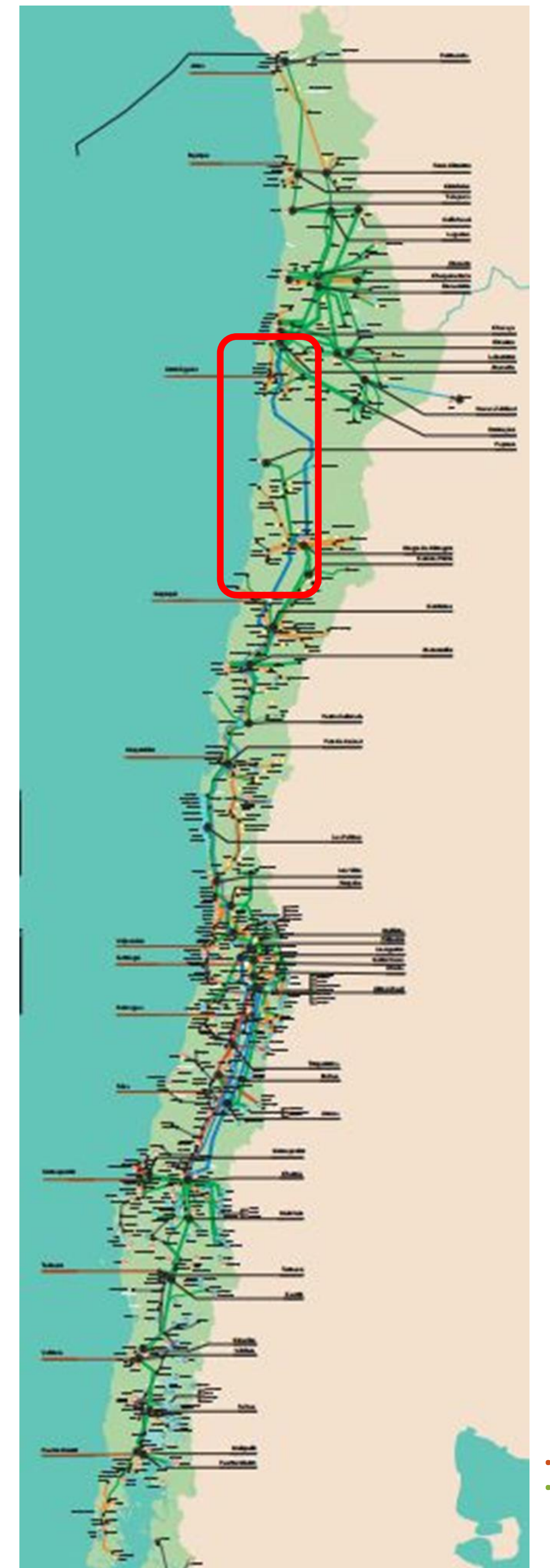


Sin Descarbonización

Cumbre500->LChagos500



Durante la primera mitad del horizonte de estudio no se observan cambios relevantes en los flujos. Desde el año 2028 (fecha de puesta en servicio del sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre en este escenario), se siguen observando flujos bidireccionales con una mayor utilización para el caso con descarbonización.

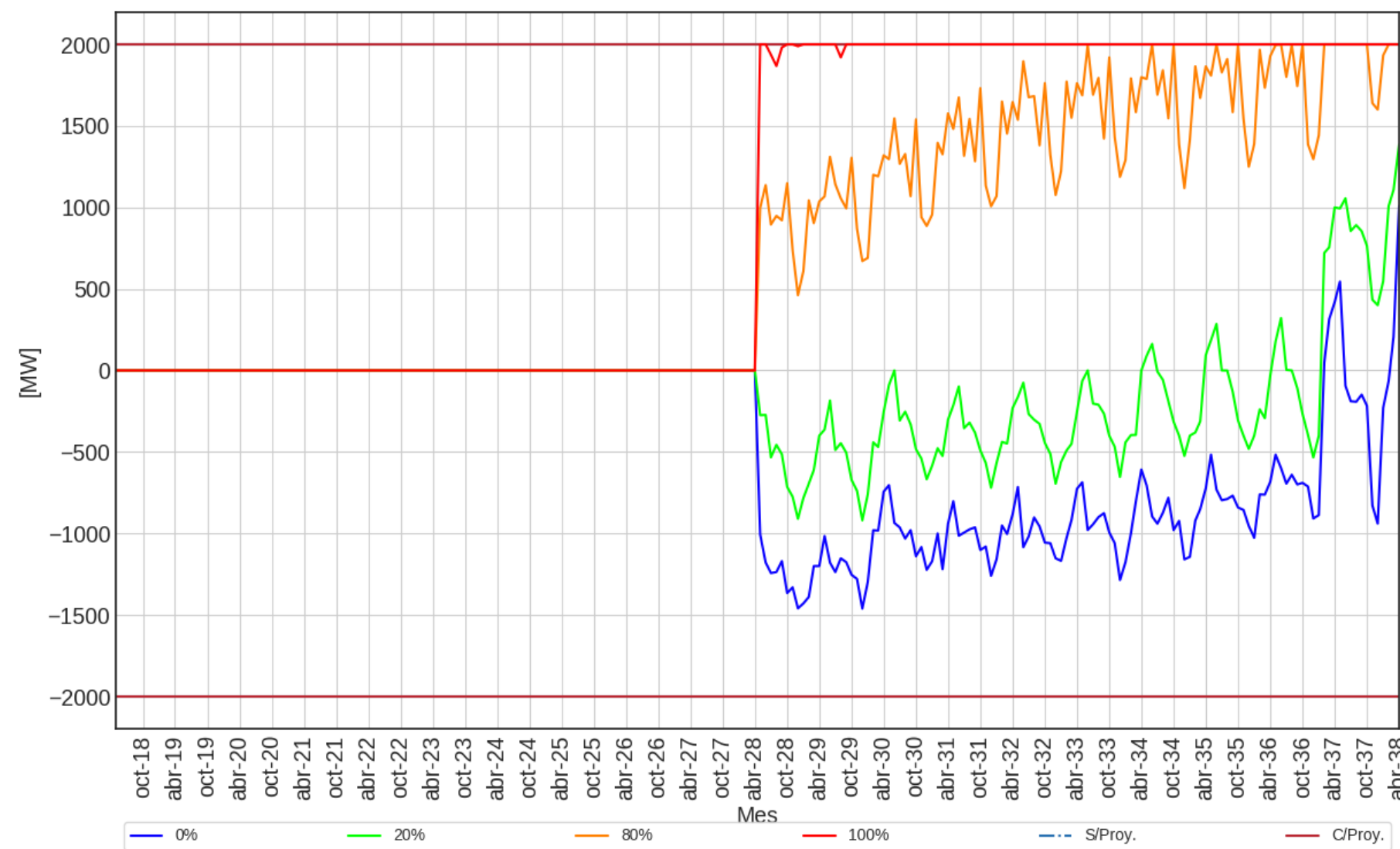


TRANSFERENCIAS ELÉCTRICAS

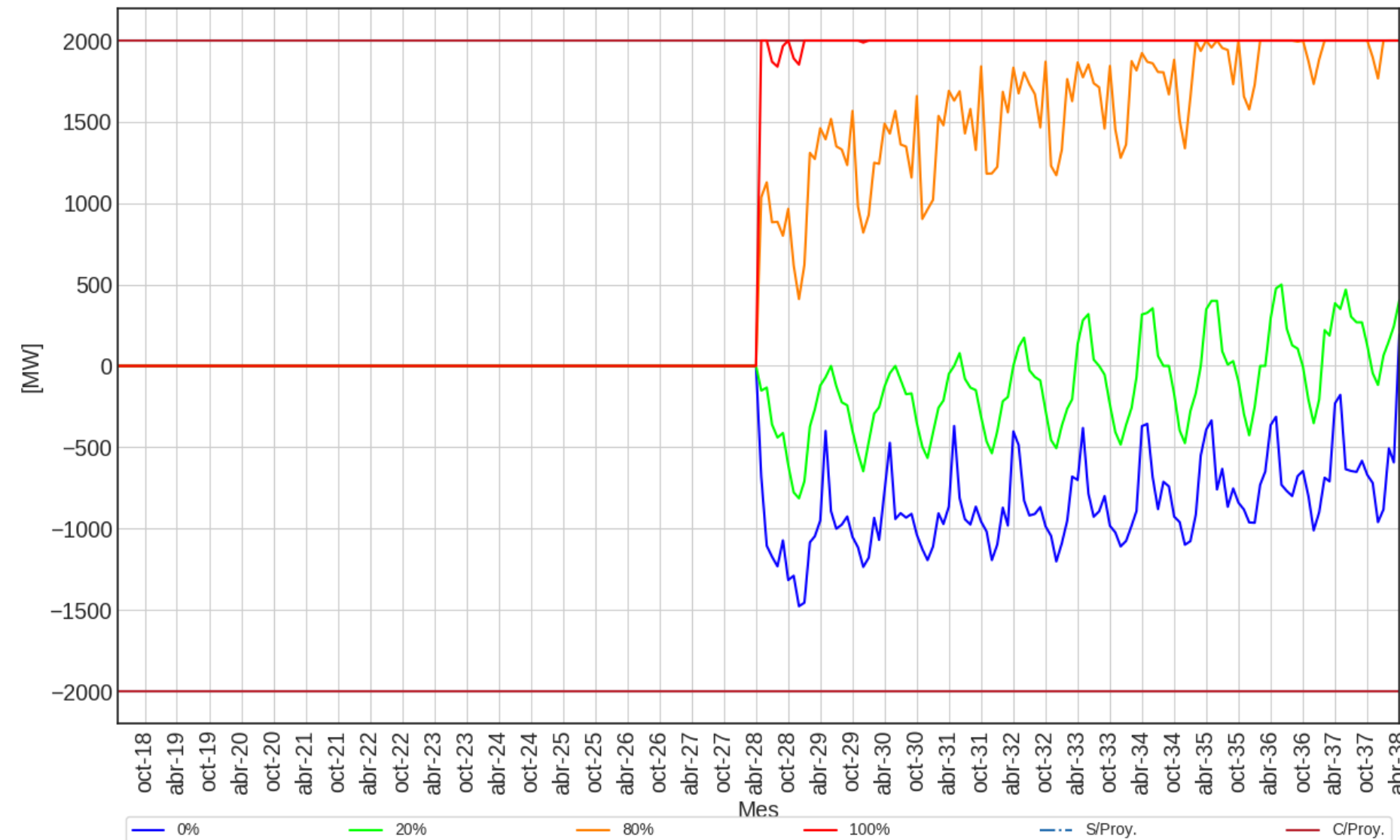
HVDC Kimal – Lo Aguirre

Escenario de descarbonización A1 (simulación de mediano plazo)

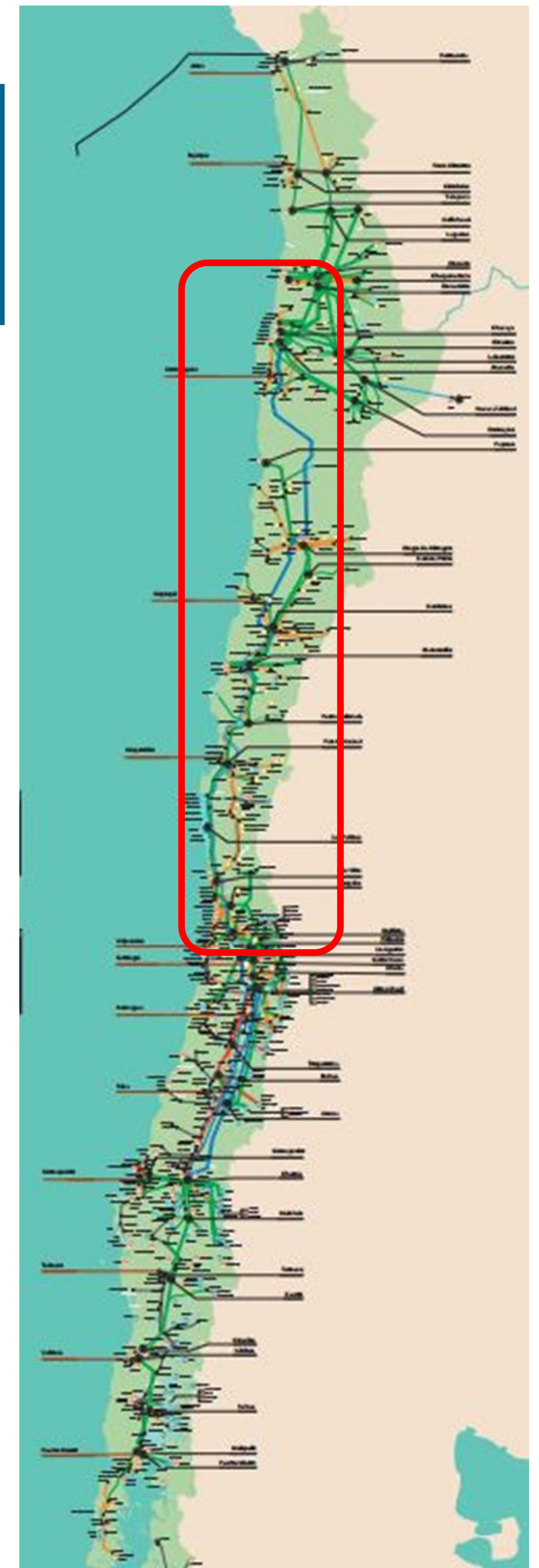
Con Descarbonización



Sin Descarbonización



Desde la puesta en servicio del sistema HVDC en este escenario (2028), se observa un alto nivel de utilización similar para ambos casos.

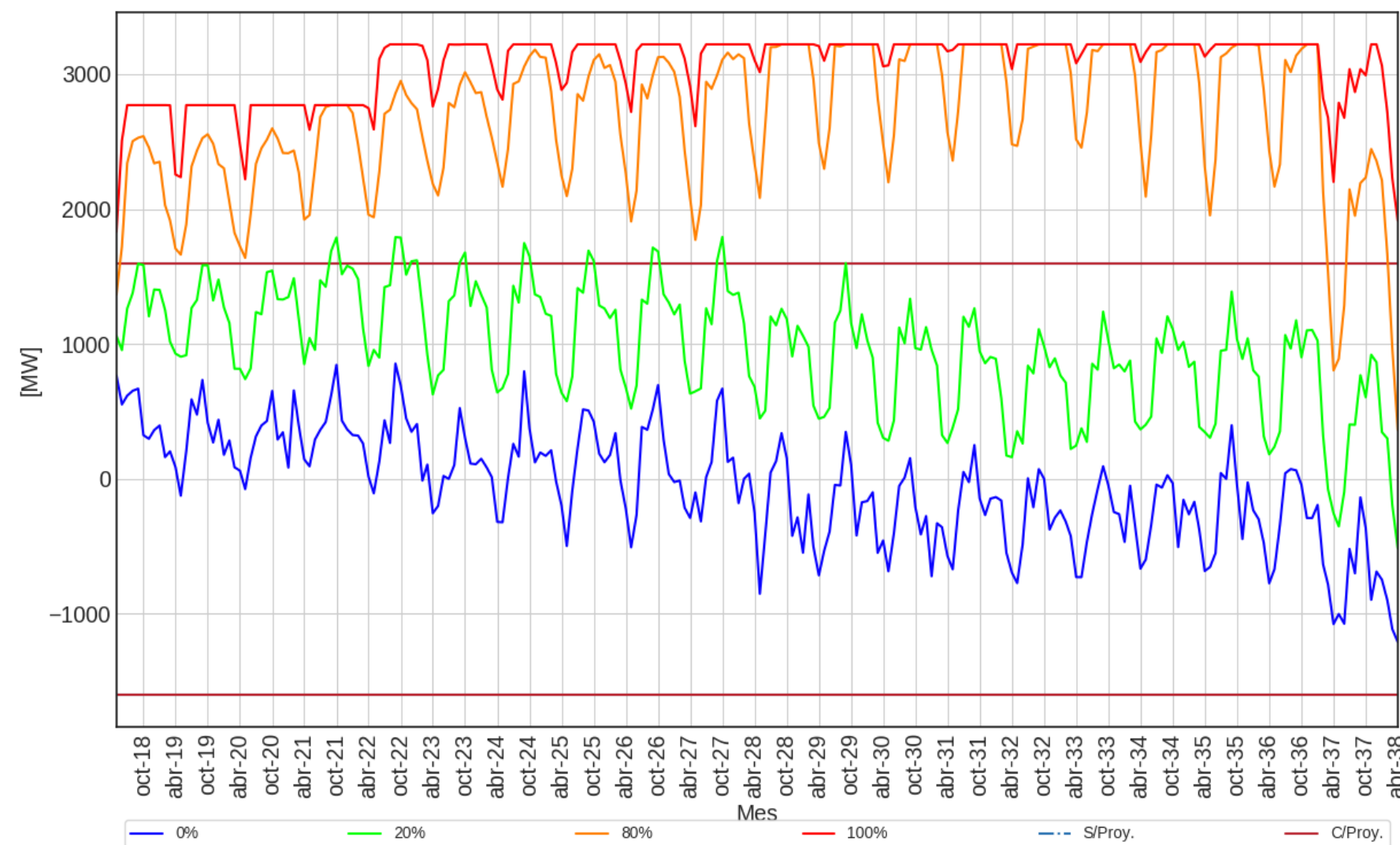


TRANSFERENCIAS ELÉCTRICAS

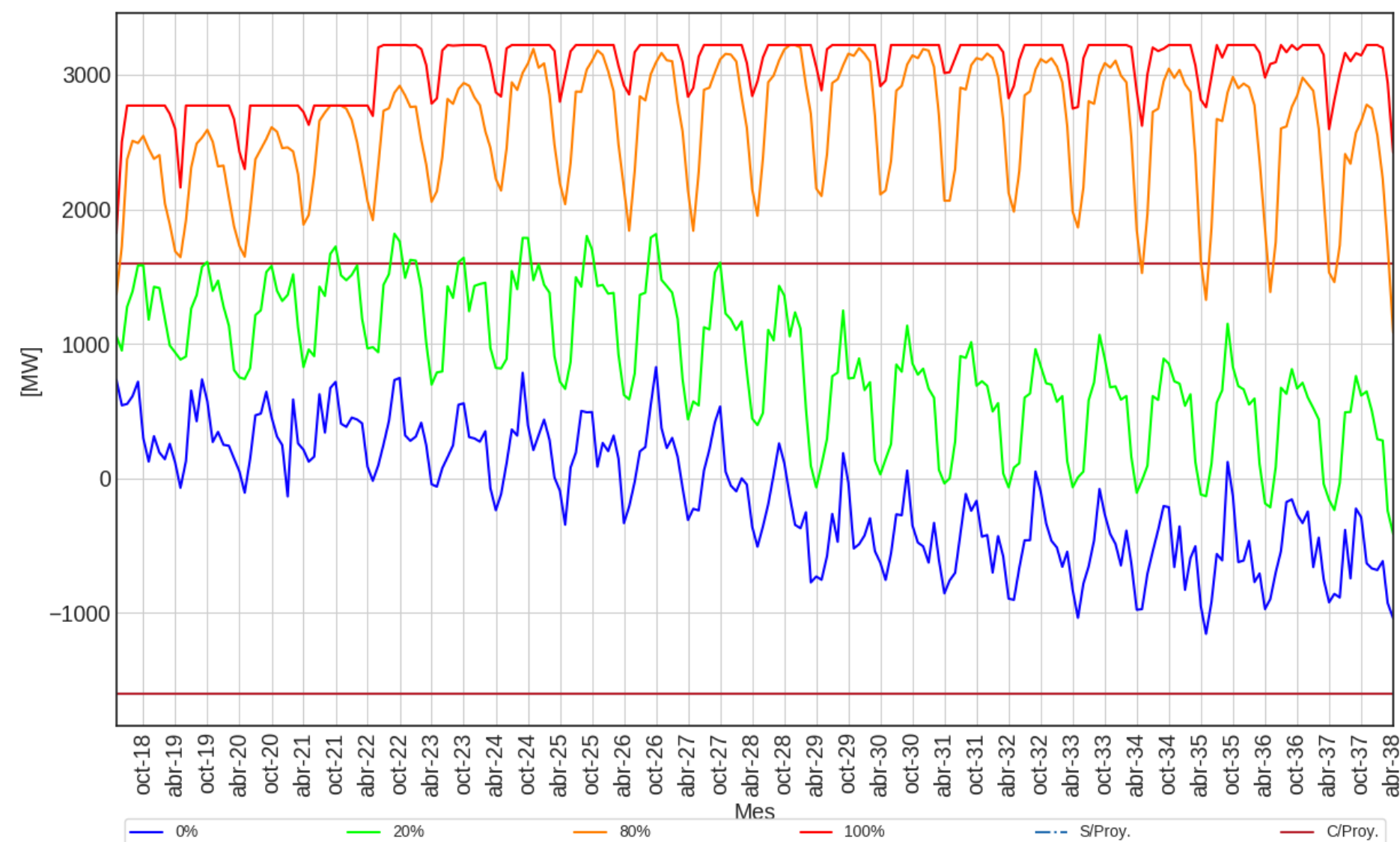
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV

Escenario de descarbonización A1 (simulación de mediano plazo)

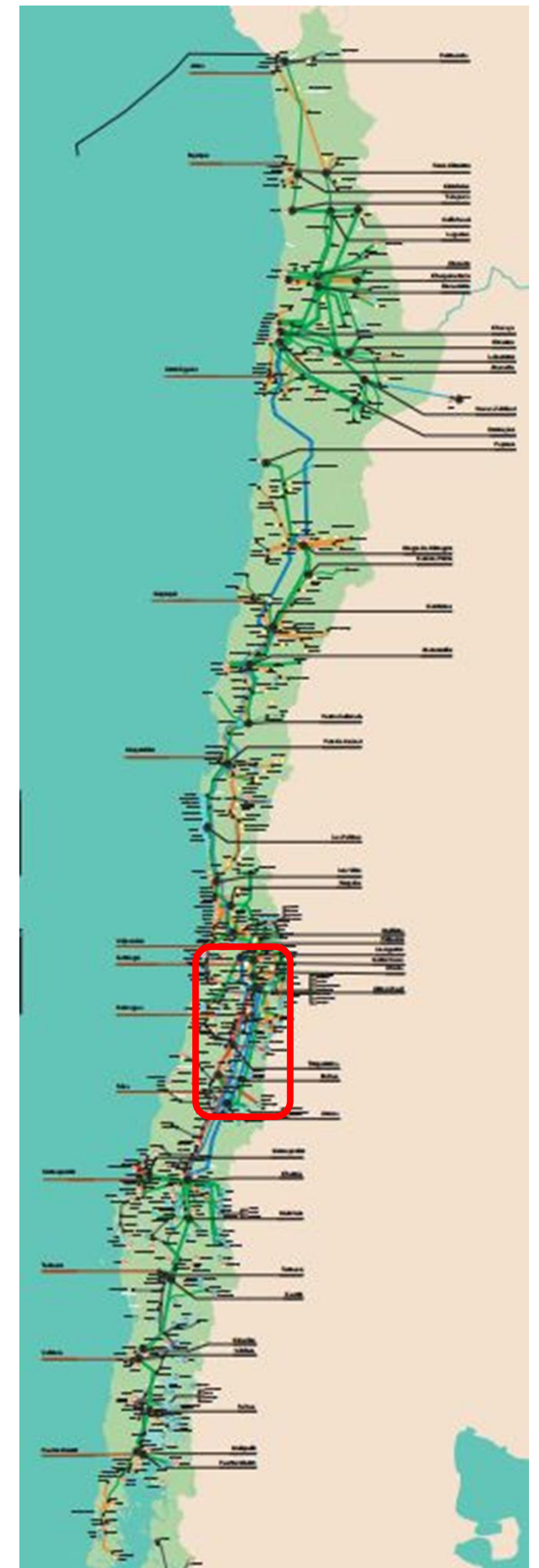
Con Descarbonización



Sin Descarbonización



El sistema de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel presenta flujos similares para ambos casos.

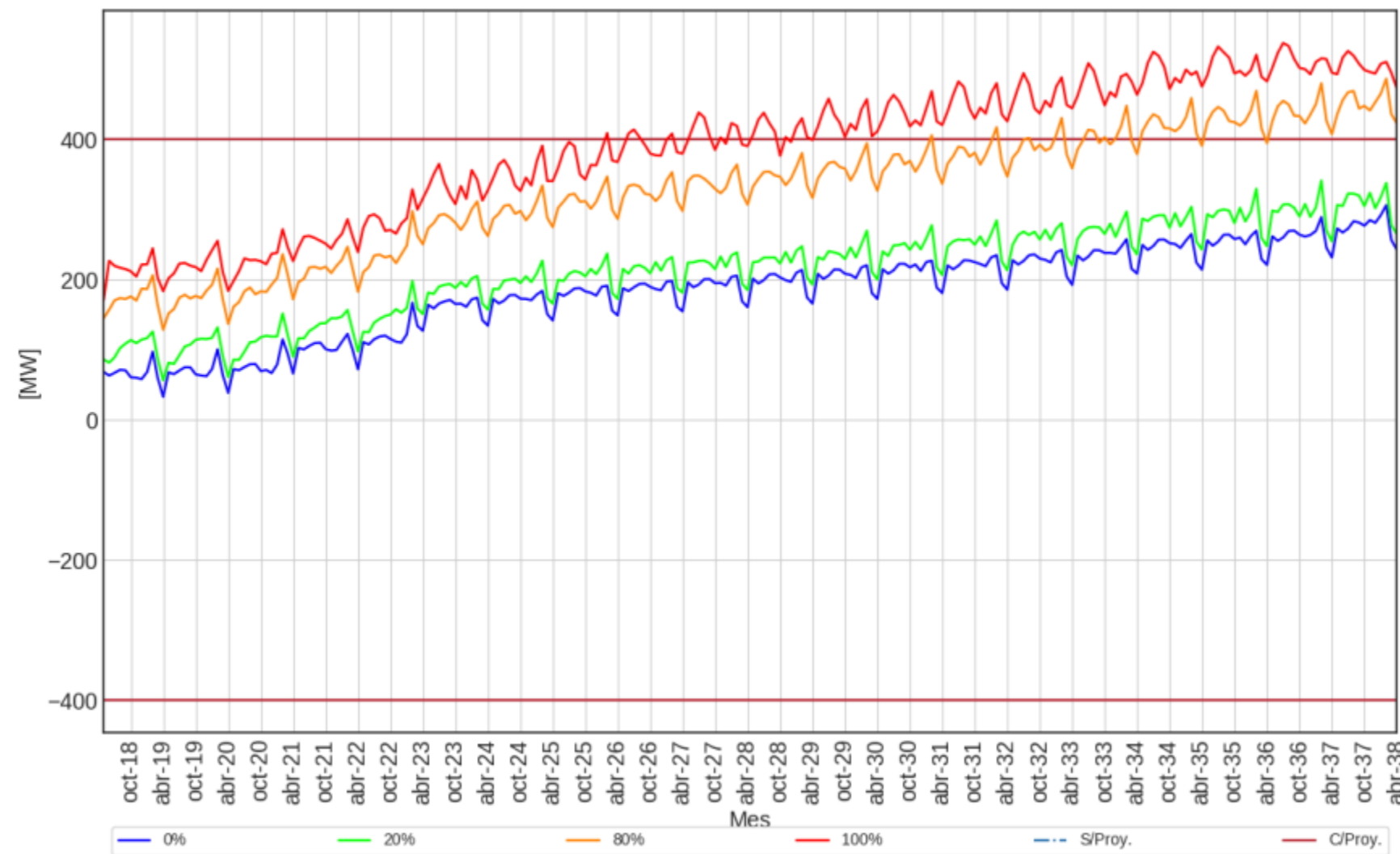


TRANSFERENCIAS ELÉCTRICAS

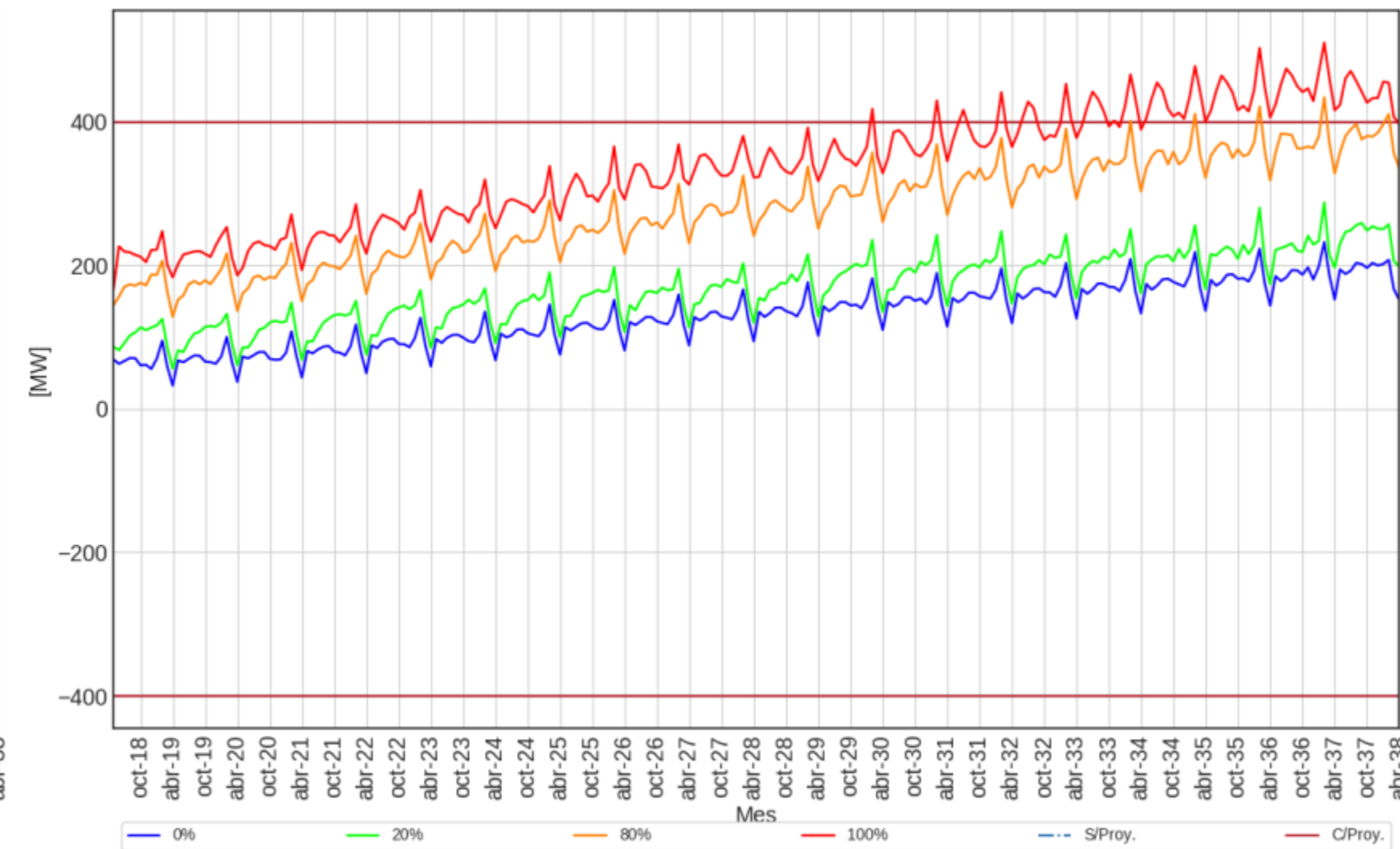
San Luis – Agua Santa 220 kV

Escenario de descarbonización A1 (simulación de mediano plazo)

Con Descarbonización



Sin Descarbonización



En el tramo San Luis – Agua Santa 220 kV se observan congestiones en ambos casos, sin embargo para la condición “con descarbonización”, dichas sobrecargas se ven adelantadas, principalmente por el retiro de las centrales a carbón en la zona de Ventanas, lo cual implicaría adelantar expansiones de transmisión en la zona.



EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

De los análisis de los diversos escenarios probables estudiados, se desprende la necesidad de incluir obras adicionales de infraestructura de 500 kV y HVDC con fechas de puesta en servicio dependientes de cada escenario. Lo anterior resulta coherente con la propuesta de expansión del sistema de transmisión realizada en enero de 2018, y complementada en mayo, en la cual se presentaron proyectos por 1.685 MMUSD, de los cuales 1.305 MMUSD corresponden al sistema de transmisión HVDC Kimal-Lo Aguirre (con una capacidad de 2.000 MW, en convertidoras) entre las regiones de Antofagasta y Metropolitana.

En el presente estudio, para algunos escenarios, incluso se requeriría un sistema HVDC de mayor capacidad (4.000 MW), lo cual significaría un aumento de inversión aproximado del orden de 1.100 MMUSD.

Adicionalmente, se observa un adelanto de requerimientos de expansión del sistema de transmisión en 220 kV hacia la Región de Valparaíso, a partir de los niveles de sobrecarga que presentará el tramo San Luis – Agua Santa. Estas obras podrían significar inversiones del orden de 50 MMUSD.



Seguridad y Calidad de Servicio 2020 - 2035

Consideraciones del Estudio

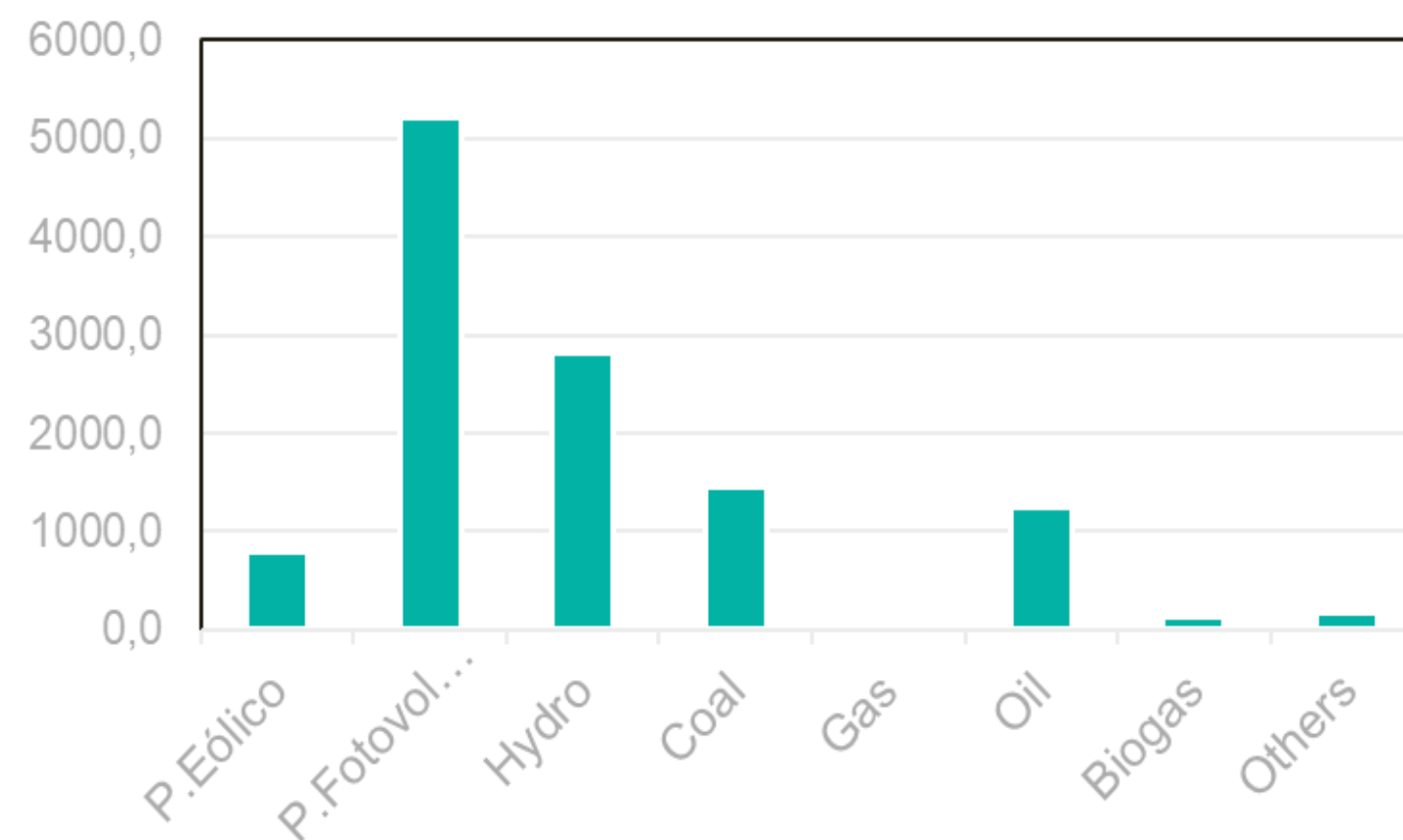
Los estudios de seguridad y calidad de servicio se encuentran aún en realización por el Coordinador, por lo que a continuación se presentan resultados preliminares para estudios contingencias de Severidad 4 y 5, para el año 2025. Se encuentran en desarrollo estudio similares para los años 2030 y 2035.

En consecuencia, los resultados son preliminares y no contienen el barrido exhaustivo de condiciones de operación que permitan identificar los principales riesgos operacionales y en qué condiciones se producirían.

IMPACTO EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA Año 2025

Escenario: domingo de abril (14:00 hrs). Demanda=11.348 MW

Generación por tipo de tecnología (MW)



Escenario de descarbonización A1

Hora de máximo sol: 5000 MW aprox. en centrales FV
Día domingo: menor inercia en el sistema en horas de sol

Contingencia de circuito

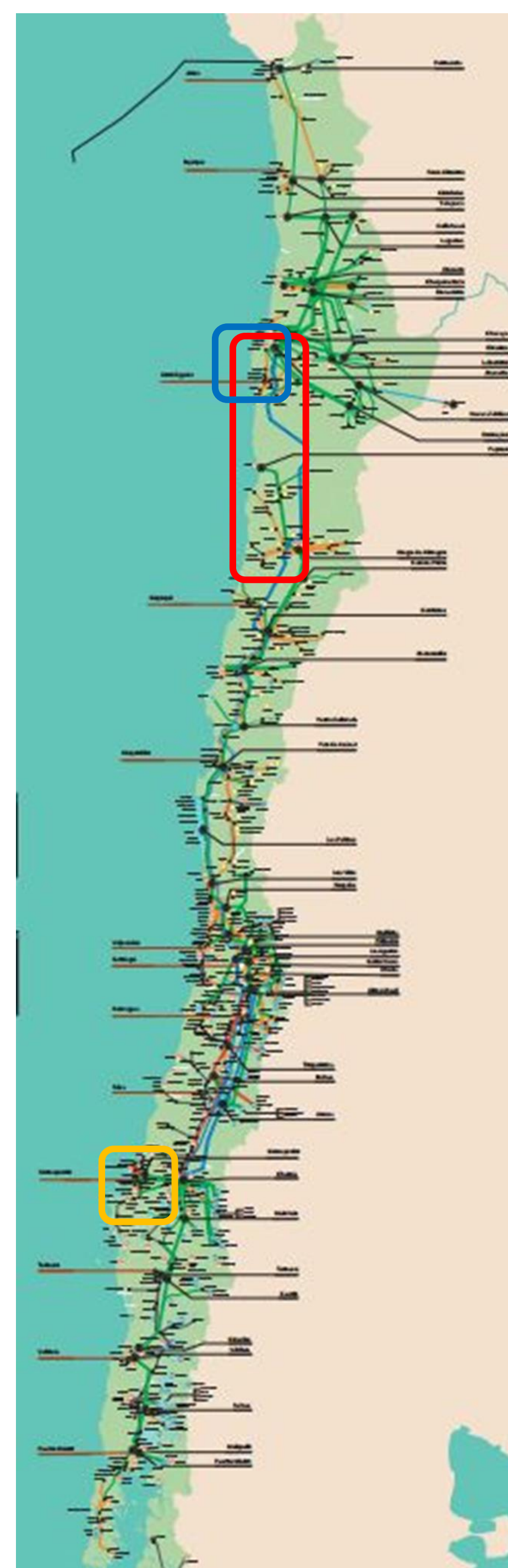
Desconexión de C1 Línea 500 kV Changos-Cumbres (425 MW; 120 ms).

Contingencia de Generación

Desconexión Central Santa María (322 MW) (más grande del sistema)

Doble Contingencia de Generación

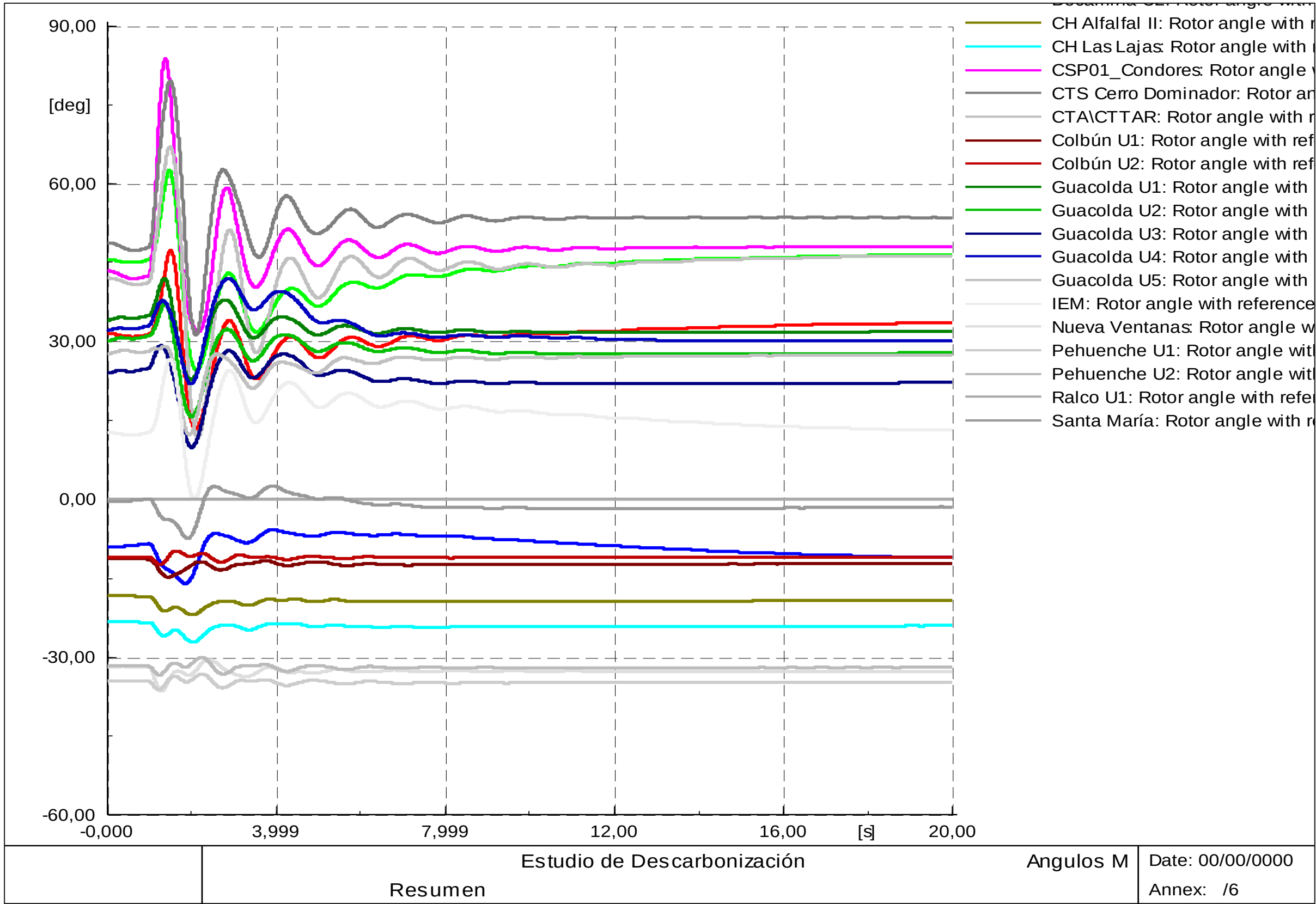
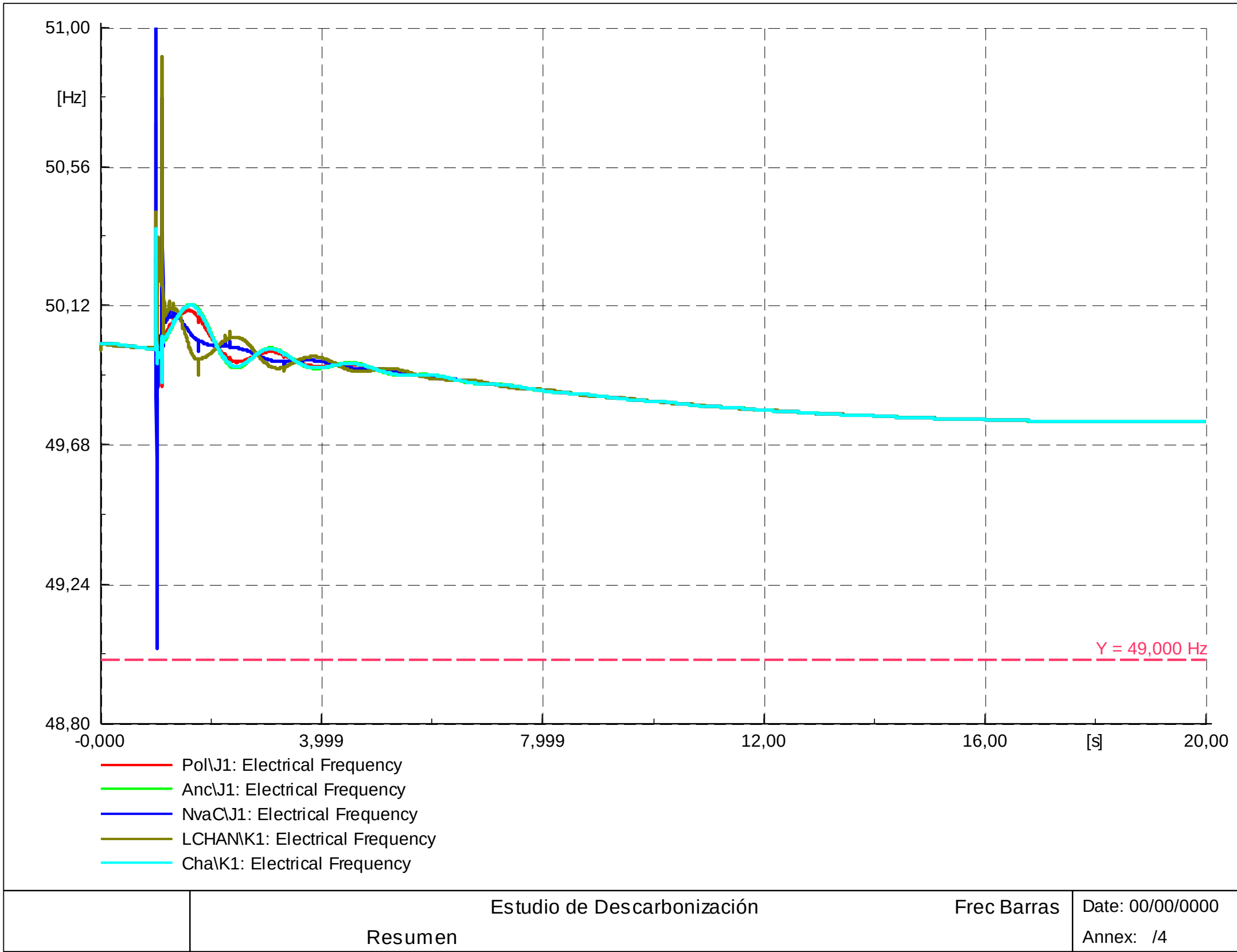
Desconexión Central Angamos (unidades 1 y 2: 244 MW) tamaño relevante y ubicada en el norte del SEN, en zona de menor inercia.



IMPACTO EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA Año 2025

Desconexión de C1 Línea 500 kV Changos-Cumbres (425 MW; 120 ms)

Respuesta de la frecuencia y ángulo



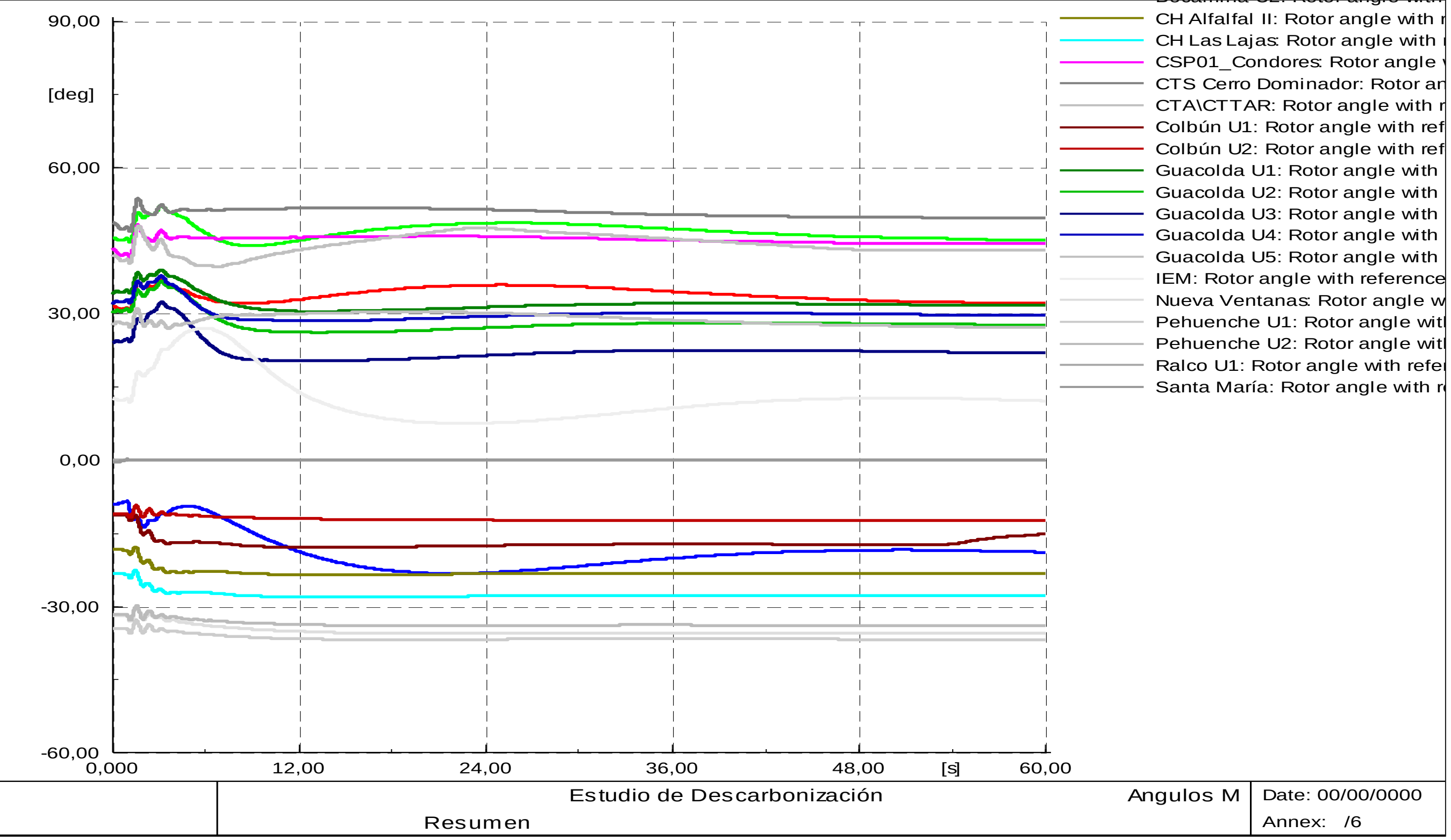
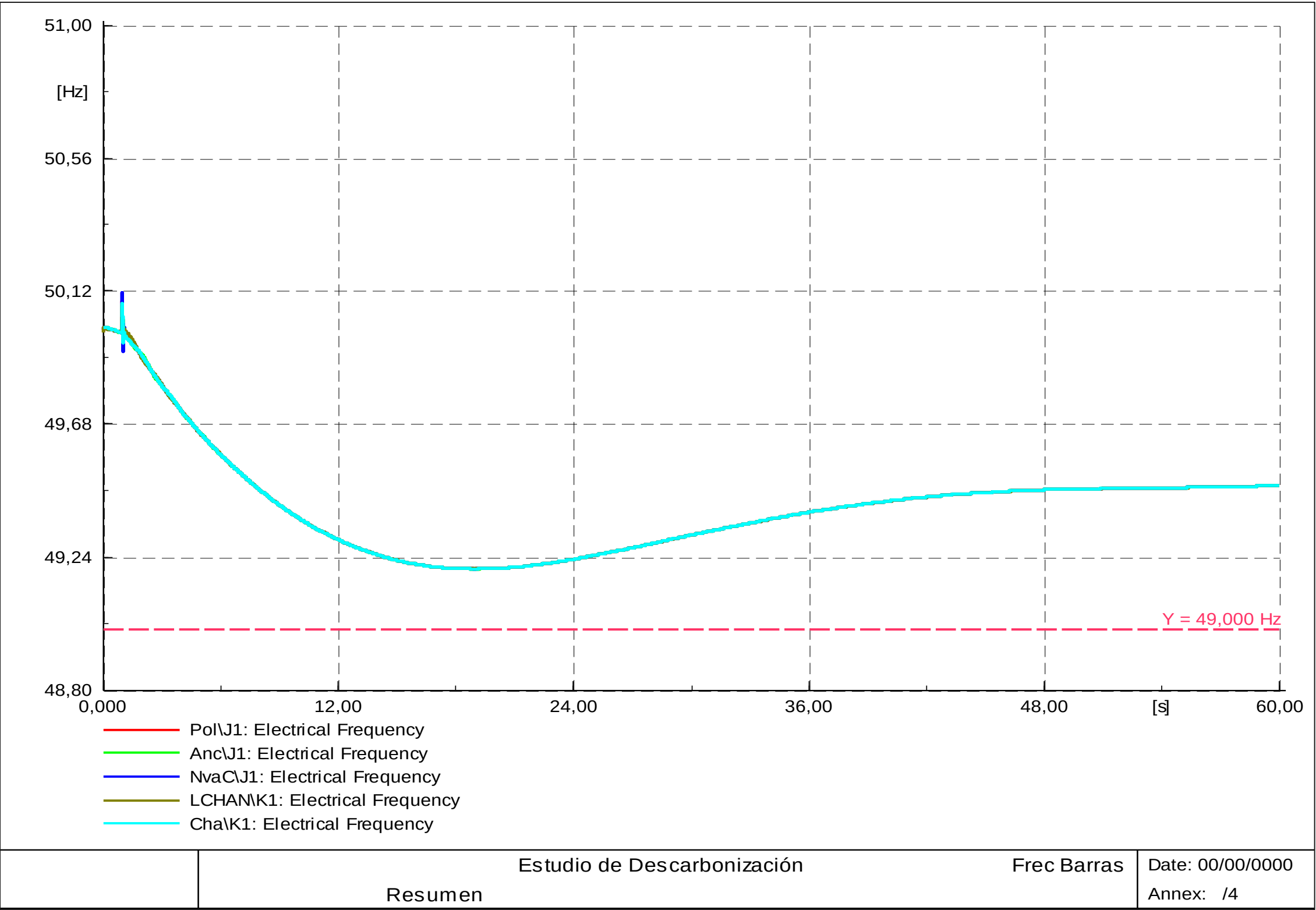
La frecuencia post contingencia se mantiene en 49,75 Hz y los ángulos de máquinas muestran que éstas se mantienen estables.



IMPACTO EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA Año 2025

Desconexión de Central Santa María (322 MW)

Respuesta de la frecuencia y ángulo

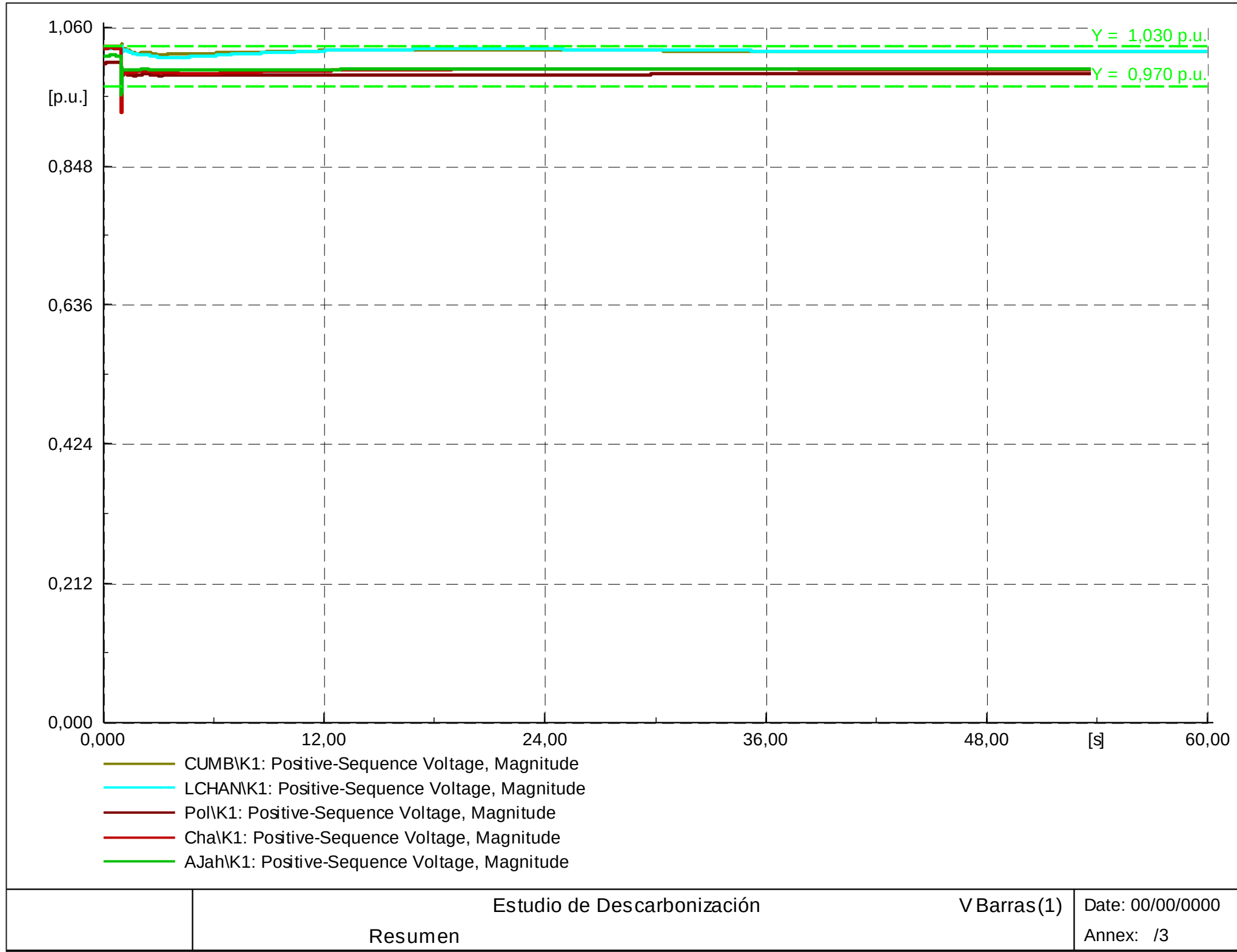
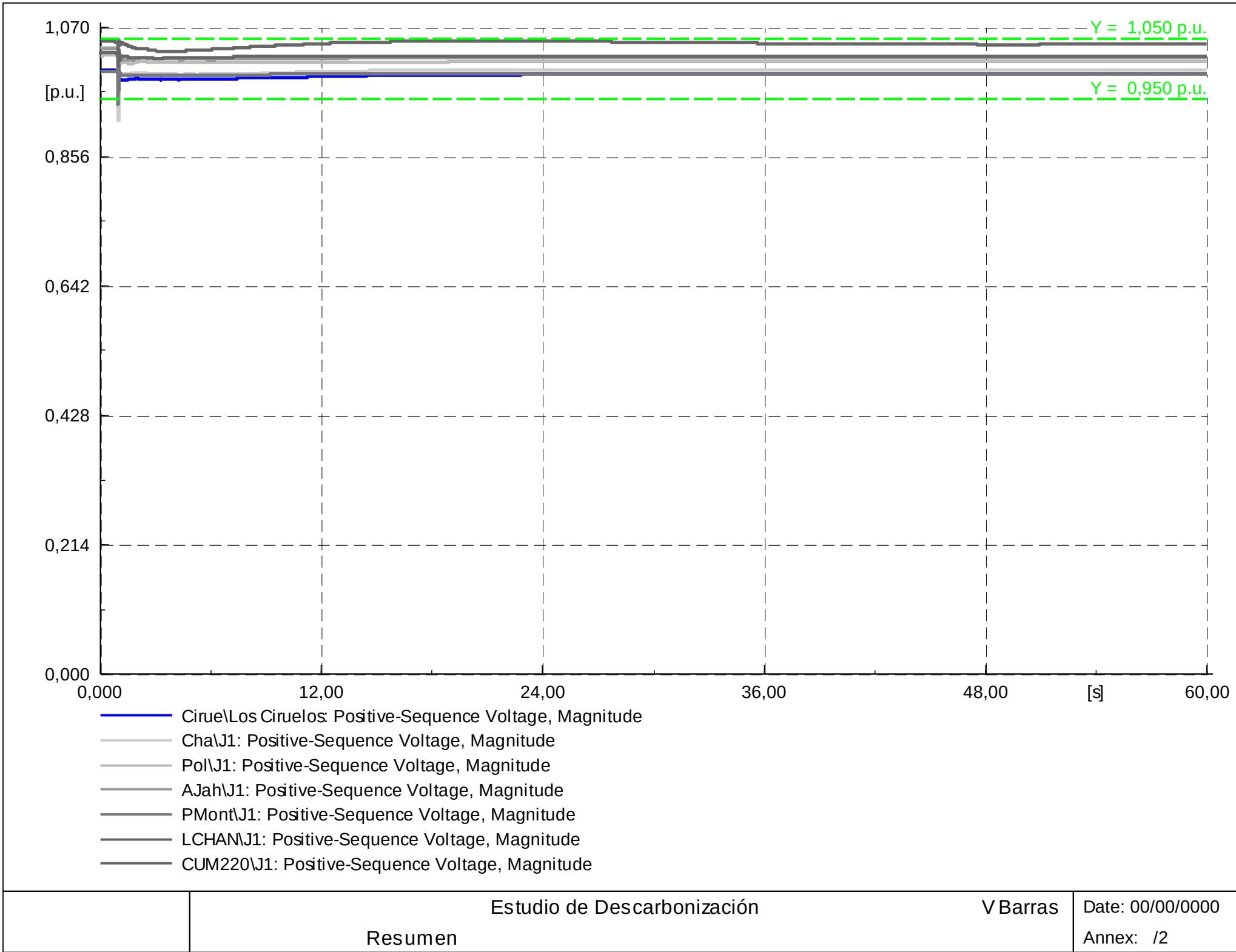


La frecuencia post contingencia alcanza un valor de 49,4Hz.
Las máquinas post contingencia se mantienen estables ante la salida de la Central.

IMPACTO EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA Año 2025

Desconexión de Central Santa María (322 MW)

Respuesta de las tensiones



Las tensiones en barras relevantes del sistema de transmisión se mantienen dentro de rango de norma.





Conclusiones

CONCLUSIONES

Operación del SEN

- A partir del desarrollo de infraestructura de generación y transmisión óptima se **mitigan** los efectos de la **descarbonización**, sin embargo, lo anterior tiene **costos** de inversión que dependen del escenario futuro.
- Para que el desarrollo sea **costo eficiente**, la **tarificación** debiera reconocer los atributos de **potencia, energía y flexibilidad** que se requieren, y que son provistos por la infraestructura de generación. La infraestructura de transmisión, al ser regulada, se puede desarrollar vía planes de expansión, lo que disminuye los riesgos de sobrecostos asociados a falta de este tipo de infraestructura en escenarios sin centrales a carbón.
- Las **centrales hidráulicas de embalse** son **fundamentales** para proveer flexibilidad y su valor del agua tiende a aumentar. Se requiere un adecuado reconocimiento del atributo flexibilidad, por ejemplo en la valorización del uso de agua, tales como estrategias de **trayectoria de cota o colchones mínimos** para evitar riesgos en hidrologías secas. También se observa el importante aporte a la provisión de **flexibilidad** por parte de las centrales **GNL**.
- En la gran mayoría de los escenarios se requiere **expansión focalizada** del **sistema de transmisión**.

CONCLUSIONES

Seguridad de suministro y servicio

- El sistema eléctrico puede desarrollarse eficientemente logrando mantener la suficiencia y la seguridad de servicio, con la consiguiente inversión en transmisión y en tecnologías eficientes tales como generación solar **fotovoltaica, eólica e hidráulica**, acompañada de fuentes flexibles tales como **CSP e hidrobombeo**. Cabe indicar que dependiendo del escenario analizado, también se observa la posible inclusión de nuevas centrales en base a **GNL**.
- Es posible explorar la posibilidad de mantener en servicio las **centrales carboneras** existentes como **condensadores sincrónicos** para proveer inercia, control de reactivos, y soporte de tensión en fallas, reduciéndose en este caso problemas asociados al soporte de **tensión**, y los referentes a **inercia**.
- En los análisis eléctricos preliminares efectuados (año 2025) no se observan inestabilidades para contingencias simples críticas en el sistema eléctrico. Los análisis para los años 2030 y 2035 se encuentran en etapa de desarrollo, por lo que las conclusiones preliminares indicadas para el 2025 no pueden ser extendidas para dichos años, y no representan conclusiones generales referentes a la seguridad y calidad de servicio del SEN.

ANÁLISIS FUTUROS

- Completar los estudios de seguridad y calidad de servicio para los años 2025, 2030 y 2035, asociados a los escenarios con descarbonización.
- Estudiar la localización óptima de reservas e inercia para asegurar la estabilidad del sistema. Lo anterior, debido a la longitud del SEN, donde las frecuencias mínimas a lo largo del sistema se desacoplan dependiendo del lugar de la desconexión de generación.
- Estudiar los impactos técnicos y económicos en caso de sufrir atrasos en el desarrollo de la infraestructura de transmisión, principalmente el corredor HVDC entre la zona norte y centro del país, y cómo se acrecienta dicho impacto en función de la velocidad de descarbonización y los costos futuros de inversión de las distintas tecnologías de generación.
- Explorar políticas y modelos de gestión de uso de embalses que permitan reconocer los crecientes requerimientos de flexibilidad del sistema ante la inserción masiva de ERV, con el fin de optimizar el uso del recurso hidráulico entre los mercados de energía y servicios complementarios.
- Estudiar el potencial en Chile para el desarrollo de centrales en base a bombeo hidráulico que no requieran intervención de cuencas naturales existentes, y el costo e impacto que significaría readaptar centrales de embalse existentes para estar provistas de bombeo hidráulico.



Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón

Anexo

25 de septiembre de 2018

Escenarios de descarbonización Propuestos

Escenario A

Descarbonización por vida útil técnica para centrales con más de 20 años en la actualidad y vida útil económica para nuevas centrales

UNIDAD GENERADORA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	FUENTE	REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO	AÑOS DE SERVICIO	Fecha Esc A
Ventanas 1	120	Carbón	Valparaíso	1964	54	2021
Bocamina	130	Carbón	Biobío	1970	48	2022
Ventanas 2	220	Carbón	Valparaíso	1977	41	2023
Termoeléctrica Tocopilla - U12	87	Carbón	Antofagasta	1983	35	2024
Termoeléctrica Tocopilla - U13	86	Carbón	Antofagasta	1985	33	2025
Termoeléctrica Tocopilla - U14	136	Carbón	Antofagasta	1987	31	2026
Termoeléctrica Tocopilla - U15	132	Carbón	Antofagasta	1987	31	2026
Termoeléctrica Norgener - NTO1	140	Carbón	Antofagasta	1995	23	2027
Guacolda - U1	152	Carbón - Petcoke	Atacama	1995	23	2027
Termoeléctrica Mejillones - CTM1	160	Carbón	Antofagasta	1995	23	2028
Guacolda - U2	152	Carbón - Petcoke	Atacama	1996	22	2028
Termoeléctrica Norgener - NTO2	136	Carbón	Antofagasta	1997	21	2029
Termoeléctrica Mejillones - CTM2	174	Carbón	Antofagasta	1998	20	2030
Termoeléctrica Tarapacá	158	Carbón	Tarapacá	1999	19	2031
Guacolda - U3	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2009	9	2033
Nueva Ventanas	272	Carbón	Valparaíso	2010	8	2034
Guacolda - U4	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2010	8	2034
Termoeléctrica Andina	177	Carbón	Antofagasta	2011	7	2035
Termoeléctrica Angamos - ANG1	277	Carbón	Antofagasta	2011	7	2035
Termoeléctrica Angamos - ANG2	281	Carbón	Antofagasta	2011	7	2036
Termoeléctrica Hornitos	178	Carbón	Antofagasta	2011	7	2036
Santa María	370	Carbón	Biobío	2012	6	2037
Bocamina II	350	Carbón	Biobío	2012	6	2037
Campiche	272	Carbón	Valparaíso	2013	5	2038
Guacolda - U5	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2015	3	2038
Cochrane - CCH1	275	Carbón	Antofagasta	2016	2	2038
Cochrane - CCH2	275	Carbón	Antofagasta	2016	2	2038

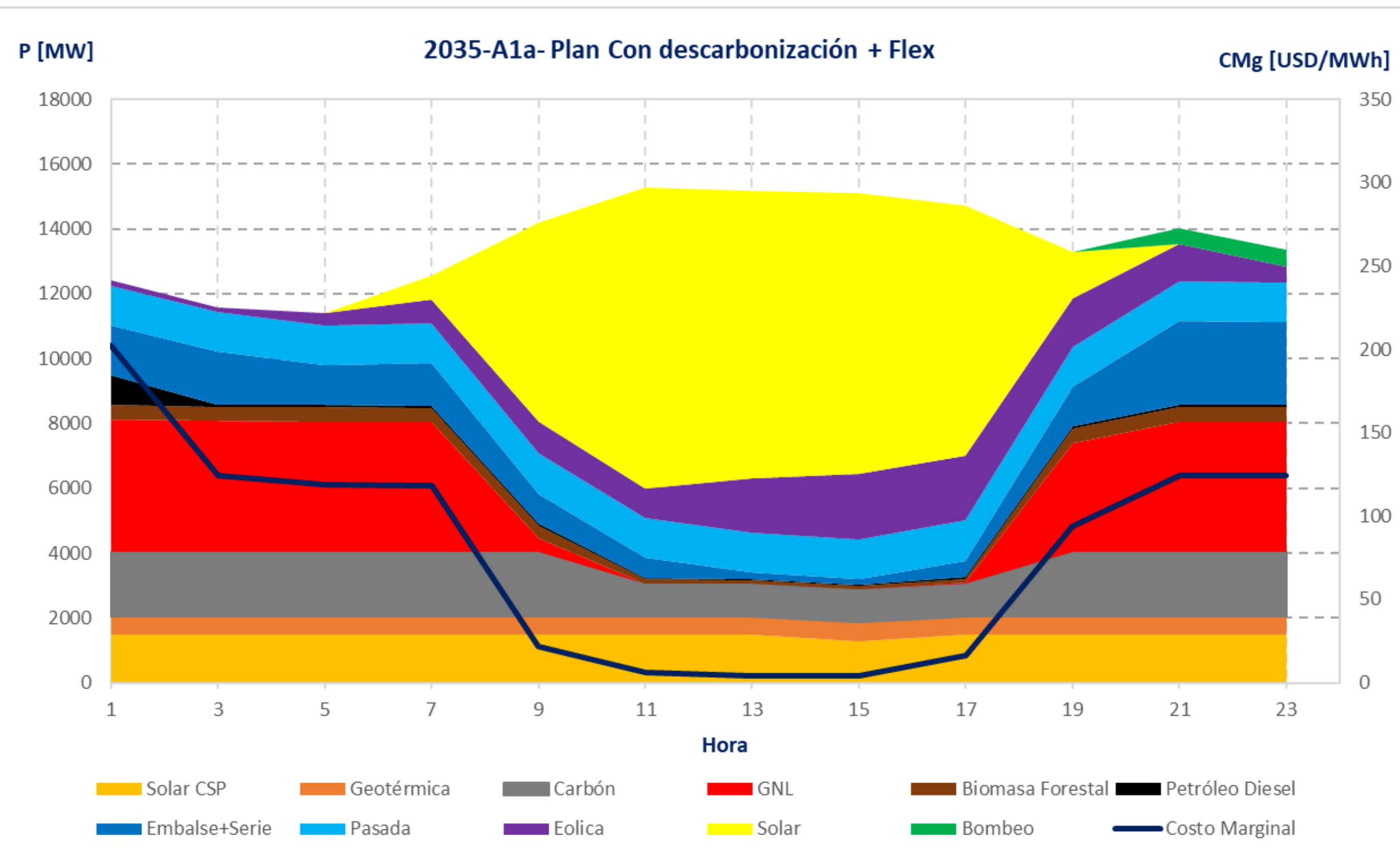


PERFIL DE GENERACIÓN DIARIA

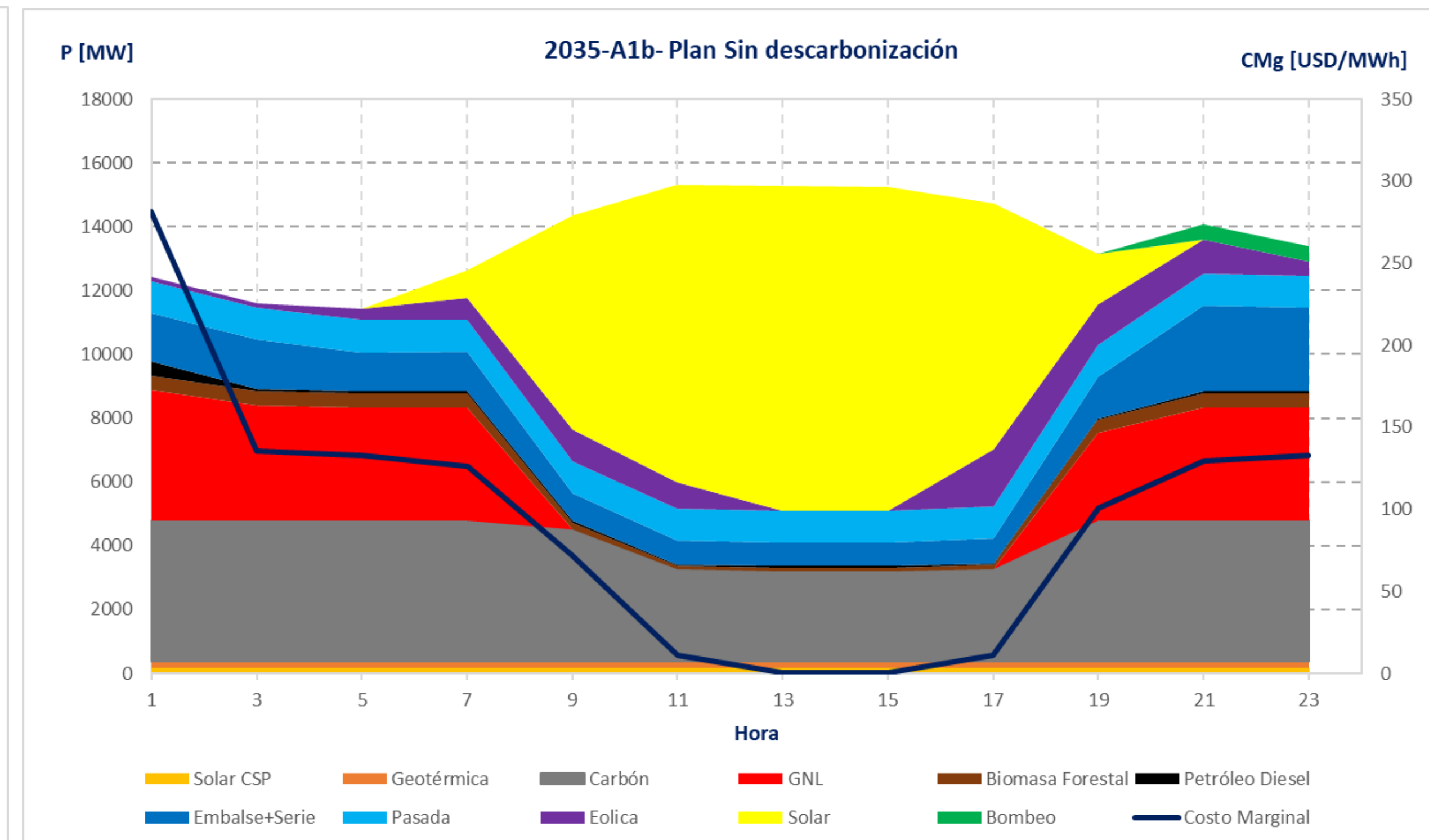
Día tipo de Abril de 2035, Cotas y afluentes bajos de embalses

Escenario de descarbonización A (simulación de corto plazo)

Con Descarbonización



Sin Descarbonización



Las gráficas son ilustrativas y tienen por objetivo ejemplificar la operación del sistema eléctrico para un día específico y una condición de operación puntual.

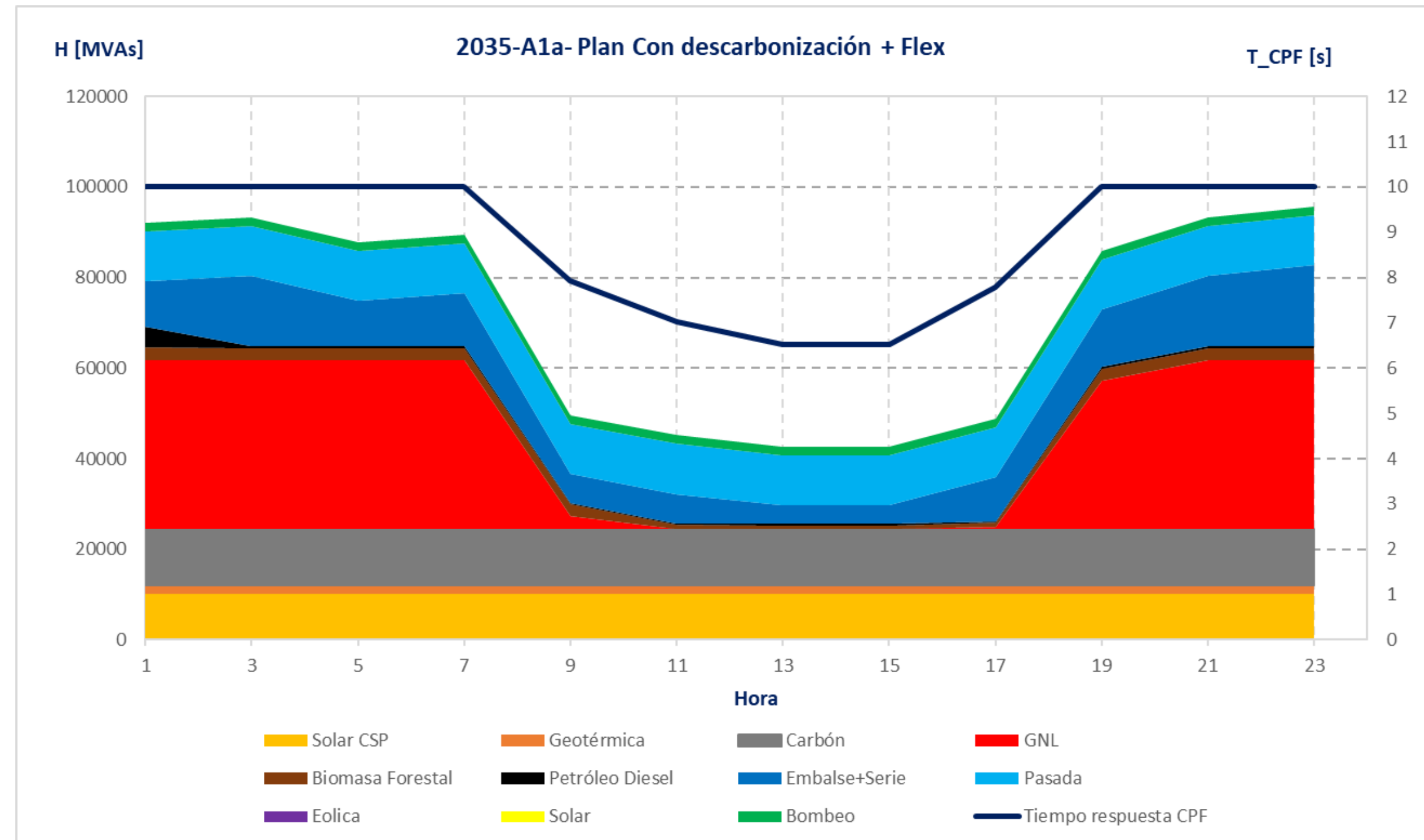
En este ejemplo se observa reemplazo de base principalmente con tecnología CSP.

IMPACTO EN LAS RESERVAS OPERATIVAS - INERCIA

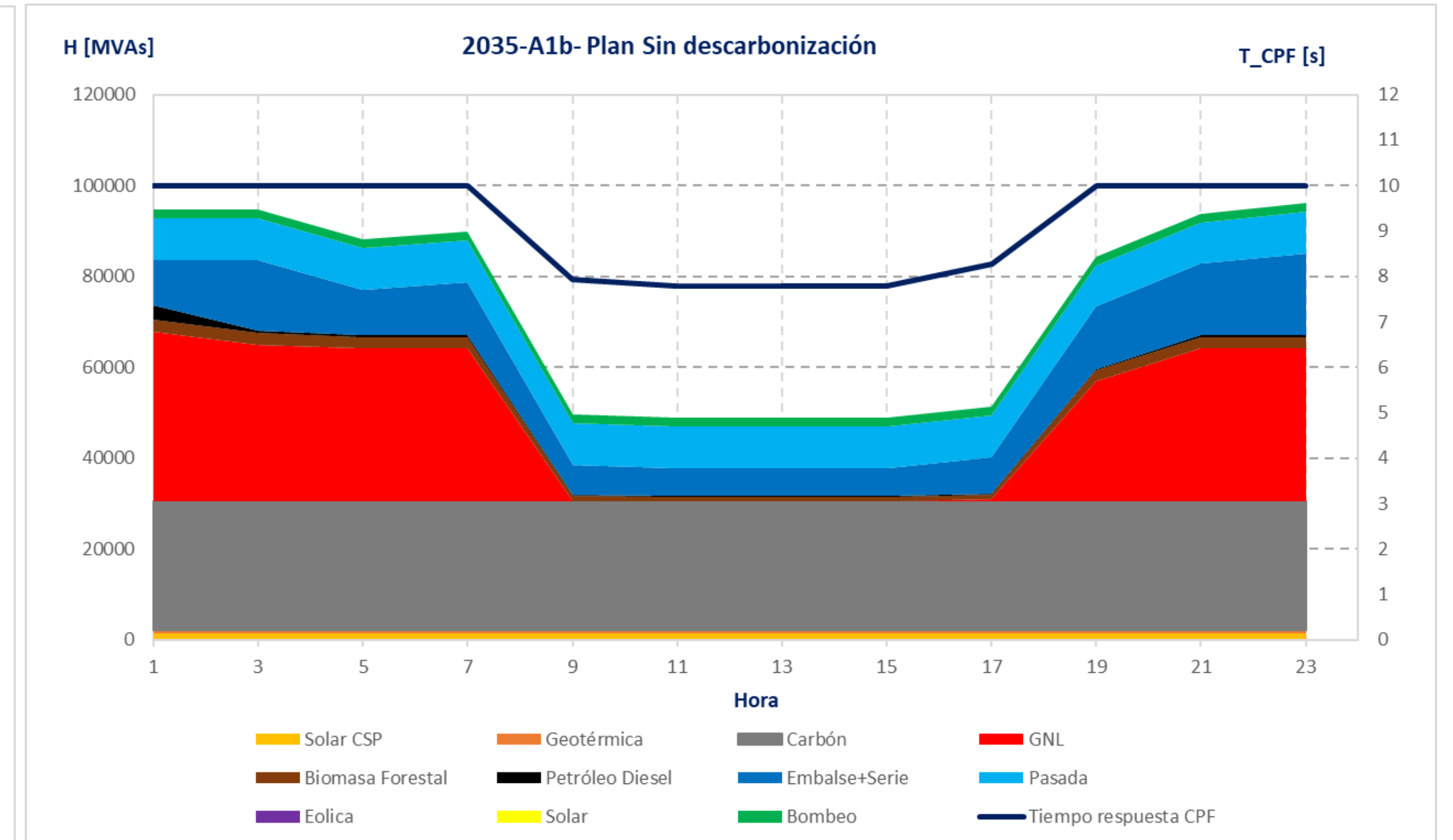
Día tipo de Abril de 2035, Cotas y afluentes bajos de embalses

Escenario de descarbonización A (simulación de corto plazo)

Con Descarbonización



Sin Descarbonización



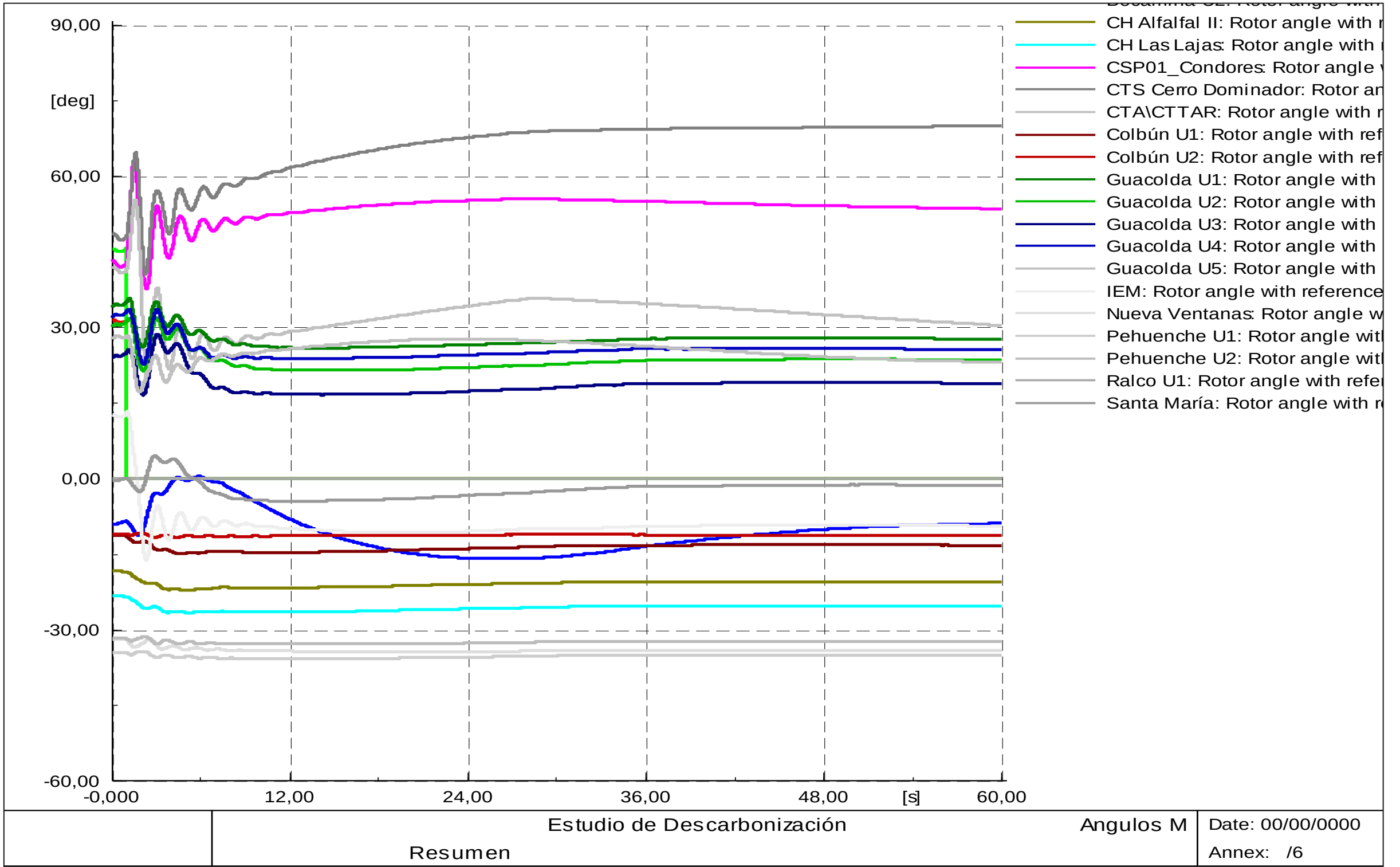
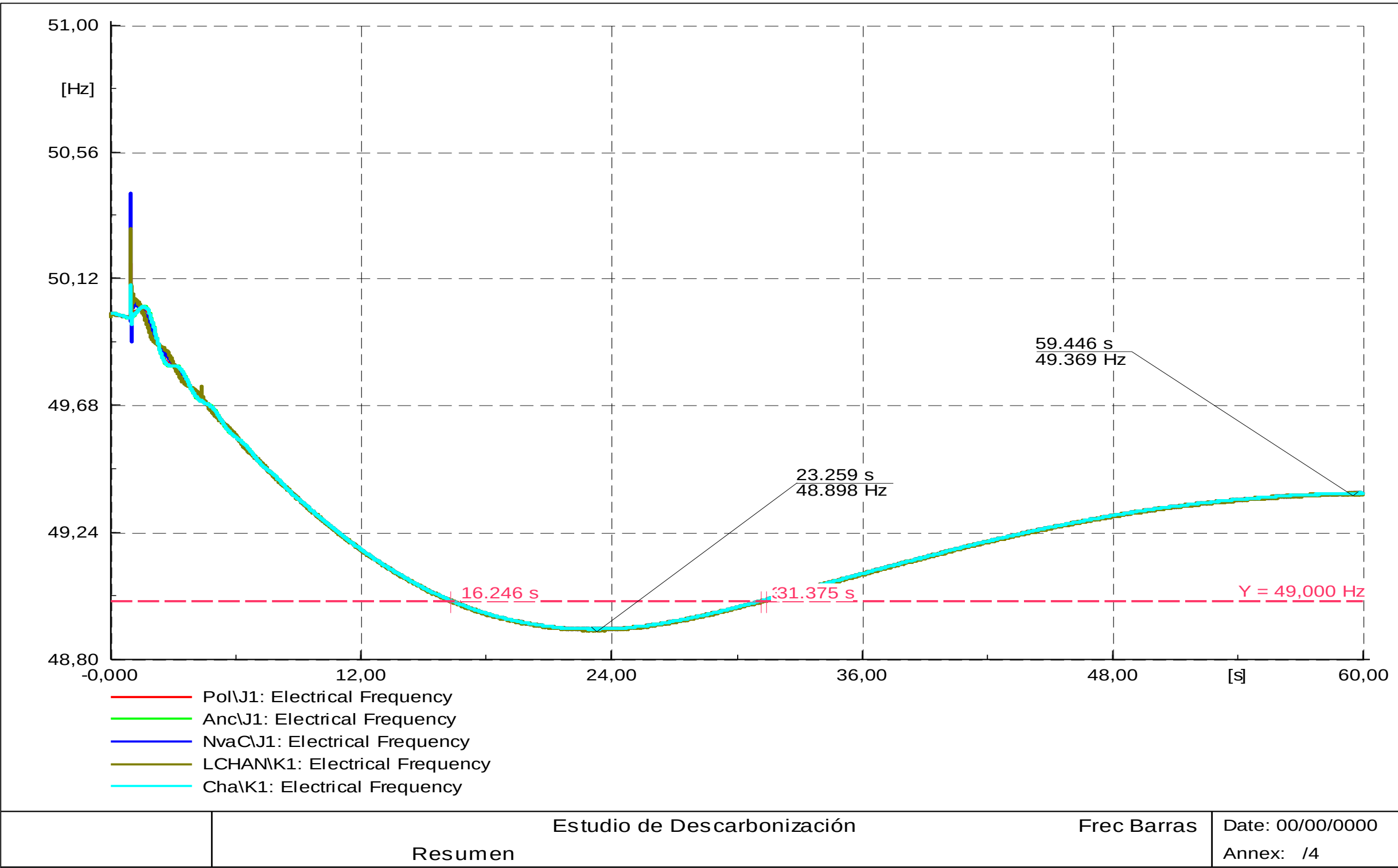
Las gráficas son ilustrativas, y tienen por objetivo ejemplificar el recurso de inercia en el sistema para su operación durante un día específico y una condición de operación puntual.

La gráficos muestran la inercia presente en el sistema eléctrico, observándose el reemplazo de la provista por las centrales a carbón, principalmente por solar CSP, geotermia y GNL.

IMPACTO EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA Año 2025

Desconexión de Central Angamos (244 MW)

Respuesta de la frecuencia y ángulo

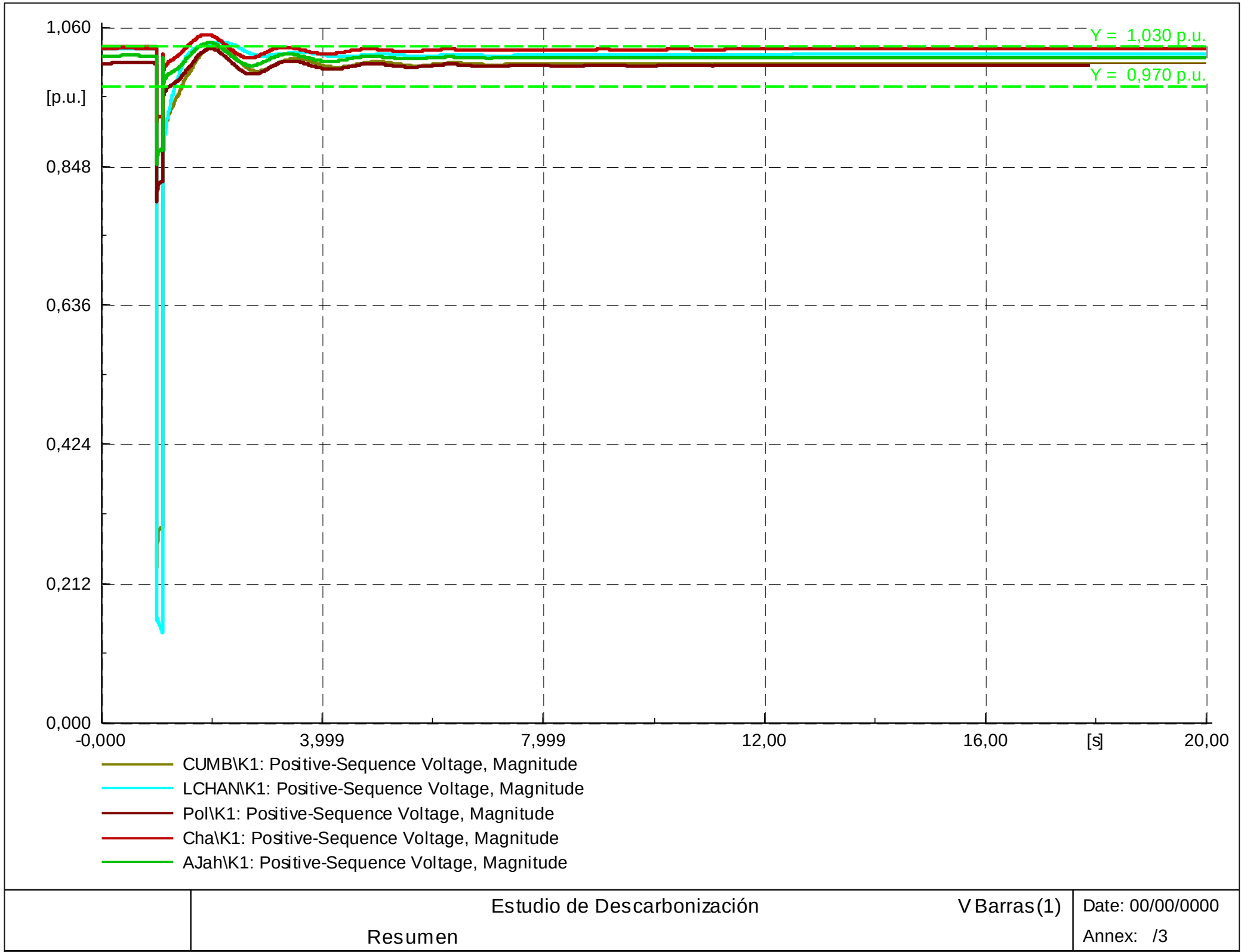
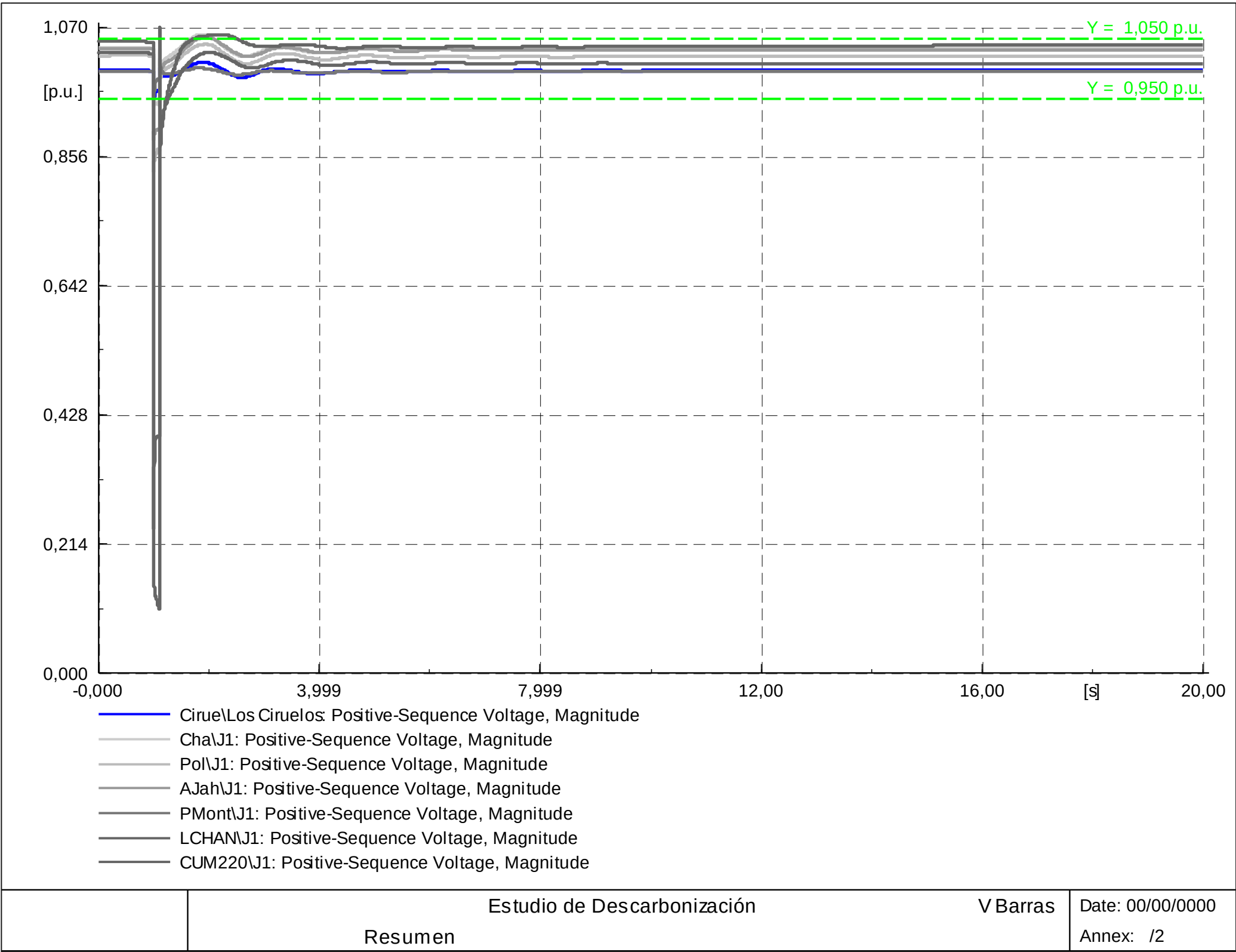


La frecuencia post contingencia alcanza un valor mínimo de 48,89 Hz, más severo que la salida de la unidad generadora Sta. María con 322MW. Las máquinas post contingencia se mantienen estables ante la salida de la ambas unidades de Angamos.

IMPACTO EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA Año 2025

Desconexión de C1 Línea 500 kV Changos-Cumbres (425 MW; 120 ms)

Respuesta de las tensiones



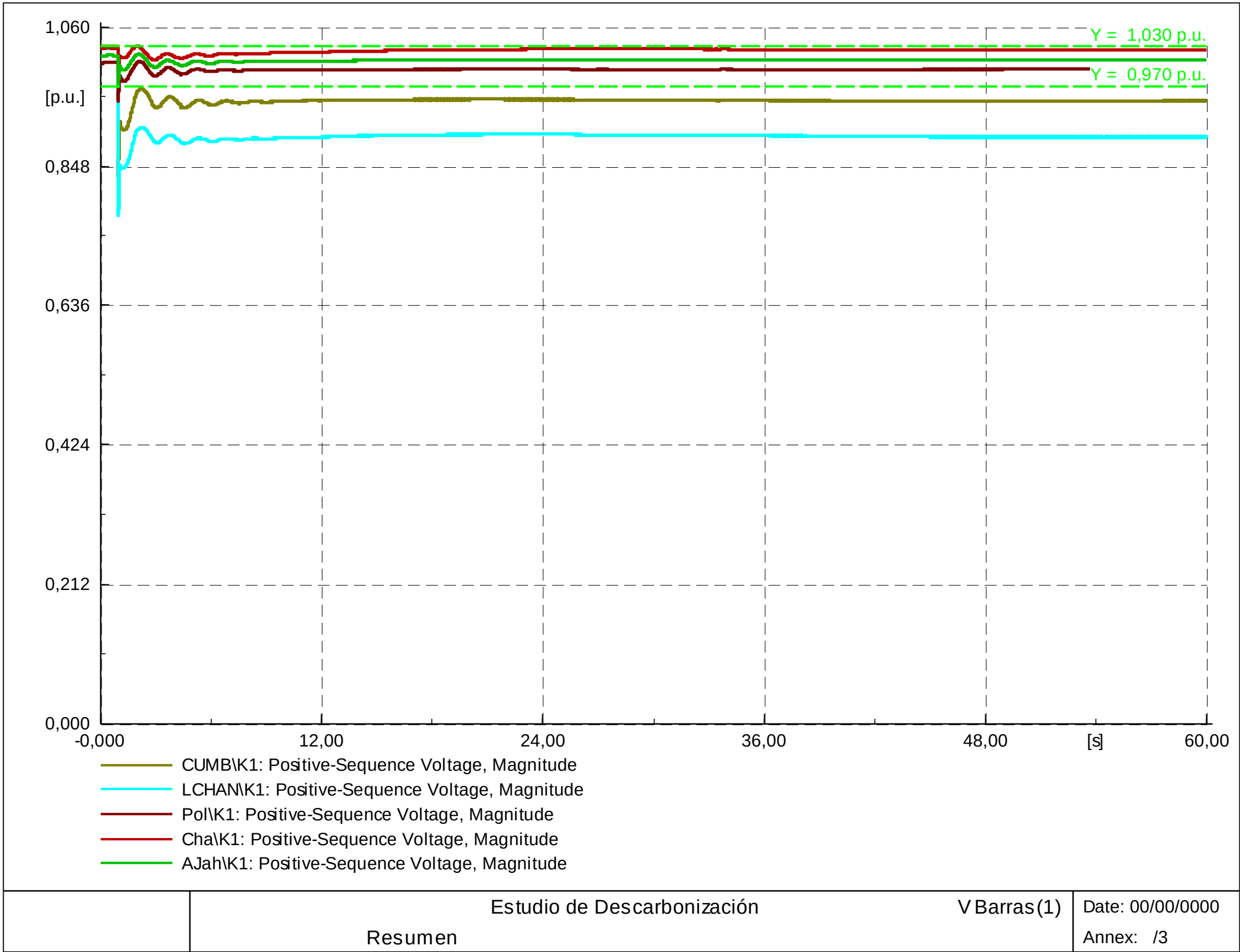
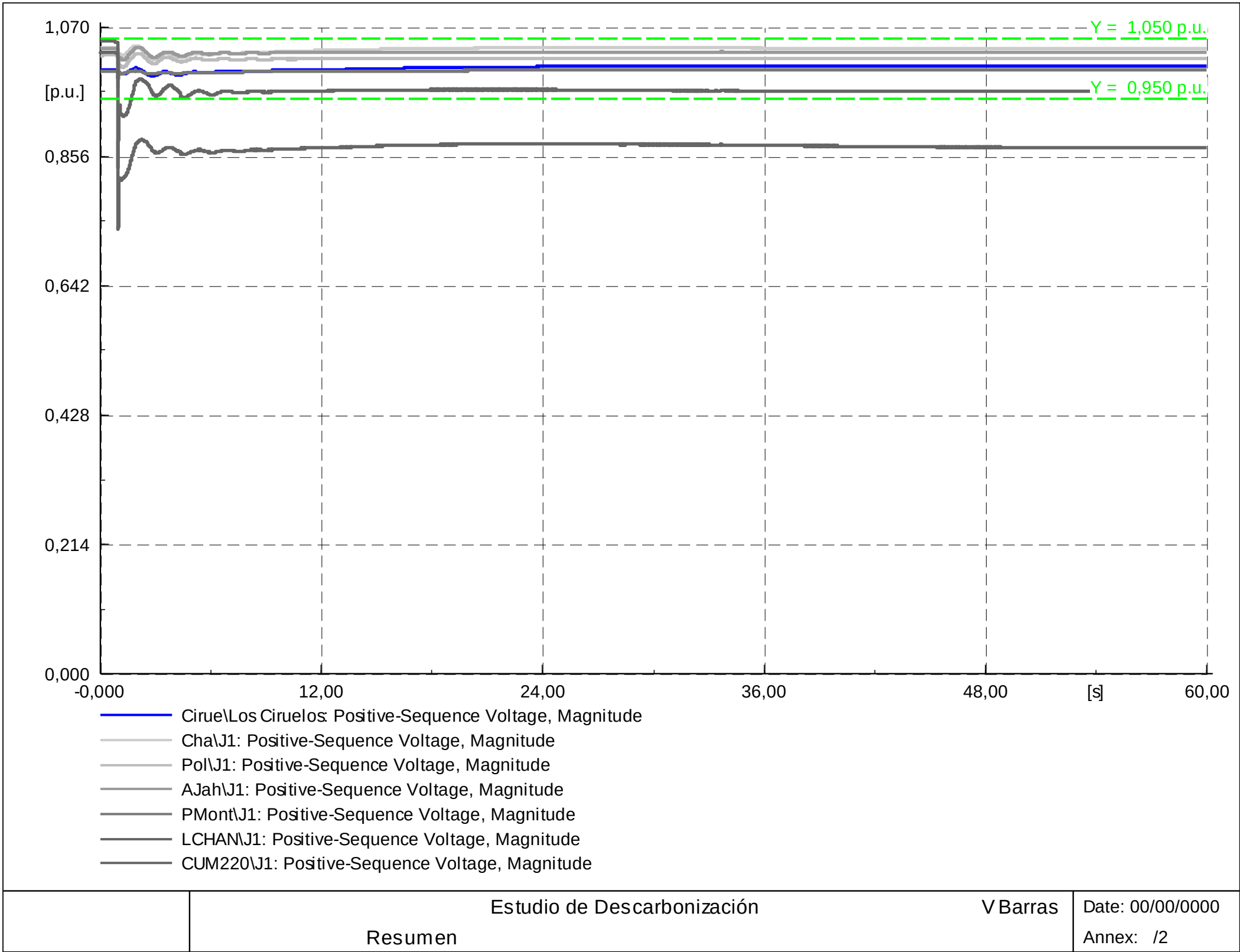
Las tensiones en barras relevantes del sistema de transmisión se mantienen dentro de rango de norma.



IMPACTO EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA Año 2025

Desconexión de Central Angamos (244 MW)

Respuesta de las tensiones



El sistema se mantiene estable y de baja oscilación en barras relevantes del sistema de transmisión, aunque algunas no se mantienen dentro del rango exigido por norma para condición normal en el régimen permanente. Sin embargo, se puede resolver con ajustes operacionales post contingencia o provisión de control de tensión a partir de nueva infraestructura de control de reactivos.

